



Vandieckson Matos da Silva

Mestrado em Engenharia de Energias Renováveis

Promoção da Energia Renovável em Portugal e nos Principais Países da Europa

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes, Investigador
no Laboratório Nacional de Energia e Geologia

Co-orientadora: Doutora Anabela Gonçalves Pronto, Professora na
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universida-
de Nova de Lisboa



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro de 2018

Promoção da Energia Renovável em Portugal e nos Principais Países da Europa.

Copyright © Vandieckson Matos da Silva, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Ao meu pai Luís de Almeida (*in memoriam*)
que sempre me orientou pelos caminhos da
ética e da humildade.

Agradecimentos

Escrever uma tese é uma tarefa de extrema importância e dedicação que só é possível finalizá-la com a ajuda de pessoas e instituições que são essenciais, de uma maneira direta ou indireta, para a elaboração de uma dissertação. E é para essas pessoas e instituições que gostaria de expressar a minha mais sincera gratidão.

Gostaria de agradecer ao meu orientador o Doutor Fernando Lopes e à minha professora e coorientadora Doutora Anabela Pronto, pela dedicação, paciência e disponibilidade que foram frequentes neste percurso, assim como todas as sugestões, críticas e ideias para o melhoramento desta tese.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa (FCT-UNL), primeiramente por tornar possível o estudo em uma importante área da engenharia e numa conceituada faculdade, em especial ao coordenador do curso, professor Doutor Ventim Neves, pelo apoio prestado no decorrer da transição da minha vinda para FCT-UNL.

Ao Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) pelo acolhimento nas reuniões de orientação.

Aos meus tios Adelino e Valdineia, em especial ao Adelino João, por ter me apoiado em todos os momentos do curso, pois sem estas duas pessoas seria praticamente impossível à realização deste projeto.

À minha querida esposa Camila e minhas filhas Iasmin e Aimê, que me deram força e inspiração. Mesmo com muitas saudades, vontade de desistir, foi nesses momentos difíceis que me mantiveram com motivação e foco para concluir mais esta etapa de minha vida, e aos meus pais Maria e Luís (*in memoriam*) e meus sogros Selmo e Luciana.

Por fim a todos os amigos e colegas de curso com os quais tive a imensa satisfação de partilhar bons momentos de aprendizagem ao longo destes dois anos.

Resumo

A energia elétrica é um bem essencial à sociedade nos dias atuais. É a base para uma série de atividades em áreas como a agricultura, indústria e serviços, contribuindo para o ciclo económico atual. A produção de energia elétrica tem evoluído para opções mais limpas e sustentáveis, ou seja, é cada vez mais exigida na sua produção a utilização de tecnologias que transformem as energias provenientes de fontes renováveis, devido à crescente preocupação com as mudanças climáticas.

Os países europeus, em especial os Estados pertencentes à União Europeia (Estados-Membros), e a própria União Europeia, têm-se preocupado cada vez mais em criar mecanismos que incentivem a produção de energia a partir de fontes renováveis. Deste modo, este trabalho analisa diferentes mecanismos para a promoção da energia elétrica proveniente de fontes renováveis, com particular ênfase para as tarifas *feed-in* (FiT), contratos por diferença (CFD) e certificados verdes com o objetivo, principal de identificar e propor alternativas para Portugal.

Foram propostos, três mecanismos alternativos de incentivos para as energias renováveis, nomeadamente a continuidade das tarifas *feed-in* voltada para os pequenos produtores, porém com a inclusão do *net metering* como mecanismo de apoio e a adequação às realidades atuais do mercado português de energia; a implementação de um Fundo Verde adaptado para a realidade económica portuguesa; e por fim, a implementação de contratos por diferenças estipulados nos moldes do sistema criado no Reino Unido. Conclui-se ainda que persiste a necessidade dos países manterem mecanismos que promovam e estimulem a produção da energia elétrica através das fontes de energias renováveis, para que sejam alcançados os objetivos previstos na Diretiva 2009/28/CE, e assim se conseguir diminuir a dependência externa de eletricidade e a pegada do carbono.

Palavras-chave: Energia renovável; políticas de suporte às energias renováveis; contratos por diferenças e certificados verdes.

Abstract

Nowadays, electricity has become essential to our society. It is the core of many different types of activities in sectores like agriculture, industry and services, fundamental to actual economy. In the past few years, due to the growing concern about climate changing, the energy sector faced the challenge to promote energy and electricity from non-pollutant fuels, opening space for new renewable energy sources.

The European countries have been concerned with creating mechanisms that promote the production of energy from renewable sources. Accordingly, the actual study focuses on the analysis several existing mechanisms to support the production of electricity from renewable sources, paying special attention to feed-in tariffs (FiT), contracts for difference (CDF) and green certificates, with the main goal to prpose different viable alternatives to support renewable in Portugal.

Three different mechanisms to incentive the use of renewable energies are proposed, namely feed-in tariffs for small consumers but, with the inclusion of net metering as a support mechanism regarding the Portuguese energy market; the implementation of green funds concerning the Portuguese economic reality; and finally the implementation of contracts for difference stipulated in the molds of the system created in the United Kingdom. To conclude, the authors clearly states that there is still a necessity for countries to maintain those mechanisms to stimulate and promote the production of electricity from renewable sources, in a way that could make possible accomplish the objective foreseeing in Directive 2009/28/CE, reducing the external energy dependence and reduce the emissions of greenhouse effects gases.

Keywords: Renewable energy; support policies; feed-in tariffs; contracts for differences and green certificates.

Índice Geral

Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract	xi
Índice Geral.....	xiii
Índice de Figuras	xvii
Índice de Tabelas	xix
Lista de Acrónimos e Abreviaturas	xx
1 Introdução	1
1.1 Aspetos Gerais.....	1
1.2 Motivação.....	2
1.3 Objetivos	4
1.4 Metodologia e Organização.....	5
2 Mercados de Energia Elétrica (MEE).....	7
2.1 O Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL.....	7
2.1.1 Principais Ocorrências Durante a Criação do MIBEL.....	7
2.1.2 Objetivos e Organização do MIBEL	8
2.1.3 Resultados mais Recentes.....	9
2.2 Mercado Nórdico – Nord Pool	10
2.2.1 Estrutura do Nord Pool	10
2.2.2 Funcionamento	11
3 Mecanismos de Promoção de Energias Renováveis.....	15
3.1 Mecanismos de Promoção.....	15
3.1.1 Certificados Verdes.....	15
3.1.2 Tarifas <i>Feed-in</i>	16

3.1.3	Contratos por Diferenças	17
3.1.4	<i>Net Metering</i>	17
4	Mecanismos Aplicados no Norte da Europa	19
4.1	Reino Unido	19
4.1.1	Liberalização do Mercado de Energia Elétrica.....	19
4.1.2	<i>Non-Fossil Fuel Obligations</i> (NFFO)	20
4.1.3	<i>Renewables Obligations</i> (RO).....	21
4.1.4	Tarifas <i>Feed-in</i> no Reino Unido	22
4.1.5	<i>Electricity Market Reform</i> (EMR)	24
4.2	Suécia	27
4.2.1	Imposto sobre o Carbono.....	27
4.2.2	Políticas Favoráveis à Promoção de ER na Suécia – 1994 a 2014.....	30
4.2.3	Sistema de Certificados Verdes (Suécia-Noruega).....	31
4.3	Noruega	33
4.3.1	Taxas de CO ₂	33
4.3.2	Apoios às Eólicas	35
4.4	Conclusões do Capítulo.....	37
5	Mecanismos Aplicados nos Países da Europa Central	39
5.1	Alemanha	39
5.1.1	Lei da Energia Elétrica <i>Feed-in</i> (<i>Stromeinspeisungsetz – StrEG 1991</i>)....	39
5.1.2	Lei das Energias Renováveis de 2000 (<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2000</i>)	41
5.2	França.....	46
5.2.1	Programa de Energia Eólica – EOLE 2005.....	46
5.2.2	Lei da Eletricidade de 2000 e o Programa Plurianual de Investimentos (PPI)	48
5.2.3	FiT para as Energias Renováveis	48
5.2.4	FiT para Energia Solar Fotovoltaica	51
5.3	Holanda	52
5.3.1	Esquema de Fundos Verdes.....	52
5.3.2	Certificados Verdes.....	54
5.3.3	Esquema para Produção de Energia Sustentável (<i>Stimulering Dcurzame Energie SDE+</i>).....	56
5.4	Conclusões do Capítulo.....	57
6	Mecanismos Aplicados em Espanha e Itália.....	59
6.1	Espanha	59
6.1.1	Liberalização do Mercado e a Lei Geral da Eletricidade	59
6.1.2	Plano de Promoção das Energias Renováveis	61
6.1.3	<i>Feed-in</i> em Espanha.....	63

6.1.4	Leilões	67
6.2	Itália.....	67
6.2.1	Sistemas de Certificados Verdes	68
6.2.2	Tarifa <i>Feed-in</i> na Promoção das ER em Itália	70
6.2.3	Considerações Finais Sobre os Sistemas Tarifários Italianos	76
6.3	Conclusões do Capítulo.....	76
7	Mecanismos Aplicados em Portugal	79
7.1	Liberalização do Comércio em Portugal	79
7.2	Breve Histórico da Evolução das Principais FER em Portugal.....	80
7.2.1	Energia Hídrica.....	80
7.2.2	Energia Eólica	81
7.2.3	Energia Solar Fotovoltaica.....	83
7.3	Os Principais Mecanismos de Incentivos das ER.....	84
7.3.1	Decretos-lei 339-C/2001 e 33-A/2005.....	84
7.3.2	Novos Mecanismos FiT para Promoção das FER	84
7.3.3	Panorama Atual.....	86
7.4	Propostas de Mecanismos de Promoção das ER	87
7.4.1	Continuidade do Esquema FiT em Conjunto com o <i>Net Metering</i>	88
7.4.2	Fundo Verde	88
7.4.3	Implementação do Sistema de CFD	89
7.5	Conclusões do Capítulo.....	89
8	Conclusões	91
9	Bibliografia	95

Índice de Figuras

Figura 1.1- Classificação dos instrumentos de políticas de FER	2
Figura 1.2 - Produção de Energia Primária EU-28, onde 2006 é igual a 100	3
Figura 2.1- Esquema geral do funcionamento do MIBEL	9
Figura 2.2 - Procura de energia elétrica por tipo de tecnologia em 2017 no MIBEL	9
Figura 2.3 - Esquema estrutural do Nord Pool.....	11
Figura 2.4 - Curvas da oferta e procura para o comércio de eletricidade.....	12
Figura 2.5 - Diagrama representativo dos prazos do Nord Pool	13
Figura 3.1 - Curva do custo de produção marginal de ER	16
Figura 4.1 - Evolução na geração de eletricidade de FER no Reino Unido	20
Figura 4.2 - Preço dos ROCs no período de 2002 a 2018.	22
Figura 4.3 - Estrutura da EMR	24
Figura 4.4 - Funcionamento do CFD no mercado.....	25
Figura 4.5 - Comparação das rondas dos leilões de CFD	27
Figura 5.1 - Desenvolvimento das capacidade instalada de FER na Alemanha.....	43
Figura 5.2 - Desenvolvimento da geração de energia eólica <i>onshore</i> e <i>offshore</i> na Alemanha..	46
Figura 5.3 - Índice médio anual dos ventos em França.....	47
Figura 5.4 - Progresso na capacidade instalada eólica <i>onshore</i> em França de 2000 a 2010	48
Figura 5.5 - Potencial Fotovoltaico anual em França para os anos 1994 a 2016	51
Figura 5.6 - Evolução da potência instalada solar fotovoltaica em França	52
Figura 5.7 - Fluxograma de funcionamento dos Fundos Verdes holandeses	53
Figura 5.8 - Quantidade e capacidade total instalada de equipamento fotovoltaico na Holanda de Agosto de 2015 a Junho de 2018	55
Figura 5.9 - Evolução das metas para FER em Alemanha, França e Holanda.....	58
Figura 6.1 - Produção de energia elétrica bruta de origem hídrica, eólica e fotovoltaica	60
Figura 6.2 - Comparativo do consumo de energia primária.....	63
Figura 6.3 - Evolução da capacidade instaladas tecnologias FER de 2001 a 2017 em Espanha	67
Figura 6.4 - Funcionamento do Comércio de Certificados Verdes em Itália.....	68

Figura 6.5 - Certificados Verdes e a geração de eletricidade de FER de 2003 até 2015.....	70
Figura 6.6 - Exemplo de integração fotovoltaica nas edificações	72
Figura 6.7 - Evolução da quantidade de centrais no regime TO	73
Figura 6.8 – Histórico evolutivo dos principais mecanismos de promoção das ER na Itália	76
Figura 6.9 - Evolução das metas para FER em Espanha e Itália.....	77
Figura 7.1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no consumo total	80
Figura 7.2 - Central da Venda Nova	81
Figura 7.3 - Parques eólicos em Portugal continental até 2017	82
Figura 7.4 - Evolução da potência e da quantidade de equipamentos dos parques eólicos de Portugal	83
Figura 7.5- Média anual da irradiação solar em Portugal	83
Figura 7.6 - Evolução da tecnologia solar FV em Portugal	86
Figura 7.7 - Evolução na Produção de Energia Elétrica por FER em Portugal Continental de Novembro de 2016 a Novembro de 2018	87
Figura 7.8 – Evolução das metas para FER em Portugal	90
Figura 8.1 - Mecanismos atualmente utilizados como principal promotor de FER pelos países analisados	92
Figura 8.2 - Evolução das metas FER para os Países Analisados	92

Índice de Tabelas

Tabela 5.1 - Taxa sobre as médias das receitas específicas para tecnologias FER pelas regras da StrEG.....	40
Tabela 5.2 - <i>Feed-in</i> para diferentes tecnologias FER com taxas degressivas anuais.....	42
Tabela 5.3 - Taxas <i>Feed-in</i> para geotérmica e hídrica estipulados na EEG-2004.....	43
Tabela 5.4 - Resumo da Emenda da EEG-2017	45
Tabela 5.5 – Valores de <i>Feed-in</i> em França a partir de 2001.....	50
Tabela 5.6 - Valores das FiT em França para 2002.....	50
Tabela 5.7 - Valores das FiT em França a partir de 2016	50
Tabela 5.8 - Participantes do Esquema GvO de 2016 a 2017	55
Tabela 5.9 - Investimentos totais anuais e principais modificações para o esquema SDE+	57
Tabela 6.1 - Preço das tarifas para eólica e FV no regime especial, segundo a lei 2828/1998 ...	61
Tabela 6.2 - Tarifas FiT previstas no Real Decreto 661/2007	65
Tabela 6.3 - Coeficientes multiplicativos diferenciados por FER.....	69
Tabela 6.4 - Preço das tarifas por FER.....	71
Tabela 6.5 - Tarifas por tipo de FER, conforme a Lei do Orçamento de 2008	73
Tabela 6.6 - Tarifas de incentivos para central solar- térmica	74
Tabela 6.7 - Contingente estabelecido para o período 2013-2015, para centrais sujeitas a registo	75
Tabela 7.1- Referências adotadas segundo o DL 363/2007	85
Tabela 7.2 - FiT válida para a energia solar FV, a partir de 2012 em Portugal	85
Tabela 7.3 - FiT para FER segundo o Despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2013	85

Lista de Acrónimos e Abreviaturas

AIEA	Agência Internacional de Energia Atómica
CDE	<i>Connaissance des Energies</i>
CE	Comissão Europeia
CertiQ	<i>Certificeert Duurzame Energie</i>
CNE	<i>Comisión Nacional de Energia</i>
CFD	<i>Contract For Difference</i>
CV	Certificado Verde
DECC	<i>Department of Energy & Climate Change</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EEM	Empresa de Eletricidade da Madeira
EM	Estados-Membros
EMR	<i>Electricity Market Reform</i>
ENEA	<i>Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile</i>
ER	Energia (s) Renovável (is)
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETS	<i>Emission Trade System</i>
EU	<i>European union</i>
e2p	Energias Endógenas de Portugal
FER	Fontes de Energias Renováveis

FV	Fotovoltaica
FiT	<i>Feed-in Tariffs</i>
FiP	<i>Feed-in Premium</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GEM	<i>Gestori Mercati Energetici</i>
IDAE	<i>Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía</i>
IFRI	<i>Institut Français des Relations Internationales</i>
INERIS	<i>Institut National de L'environnement industriel et des Risques</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MHSPE	<i>Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator</i>
OMEL	Operador de Mercado Elétrico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade
REN	Redes Energéticas Nacionais
RO	<i>Renewable Obligations</i>
ROC	<i>Renewable Obligation Certificate</i>
RTE	<i>Le Réseau de Transport D'électricité</i>
RVO	<i>Rijksdienst voor Ondernemend</i>
UE	União Europeia

1 Introdução

Neste capítulo é descrito em síntese o assunto a ser estudado e desenvolvido no âmbito da presente dissertação, realçando aspetos como a motivação e os objetivos para o tema em questão.

1.1 Aspetos Gerais

A energia elétrica é um bem essencial à sociedade. É a base de várias atividades nas áreas da agricultura, indústria e serviços, que contribui para o atual ciclo económico. A energia elétrica tem-se inclinado para uma produção mais limpa e sustentável, ou seja, é cada vez mais exigida na sua produção a utilização de tecnologias que transformem as energias provenientes de fontes de energias renováveis (FER).

No entanto, a exploração das fontes renováveis ainda é muito recente, sendo incentivada, principalmente, por questões ambientais, como a diminuição dos gases com efeito de estufa, uma vez que desde meados do século XVIII que há um aumento nos índices de produção industrial e, consequentemente, um maior consumo de combustíveis fósseis (IPCC, 2014), exigindo mais recursos naturais na obtenção de energia elétrica.

Os países, em especial os Estados pertencentes à União Europeia (Estados-Membros), e a própria Europa como um todo, têm-se preocupado nos últimos anos em criar mecanismos que incentivem a produção de energia baseada em fontes renováveis, somando-se também a melhoria na eficiência energética. Por isso a antiga Comunidade Económica Europeia (CEE), atualmente União Europeia, propôs um novo quadro mais rigoroso para impulsionar o desenvolvimento das fontes de energias renováveis, estabelecendo novos objetivos para o ano 2020, criando-se desta forma a Diretiva 2009/28/CE para a promoção das Energias Renováveis (Ruska e Kiviluoma, 2011). Nessa perspectiva, os Estados-Membros, incluindo Portugal, têm criado polí-

ticas internas e algumas regionais de estímulo à produção e estabilização da comercialização das energias renováveis. Esses mecanismos são conhecidos como esquemas de promoção das energias renováveis, entre os quais os mais conhecidos são as tarifas *feed-in* (FiT) e *feed-in premium* (FiP), os certificados verdes e os contratos por diferença, como se esquematiza na figura 1.1.

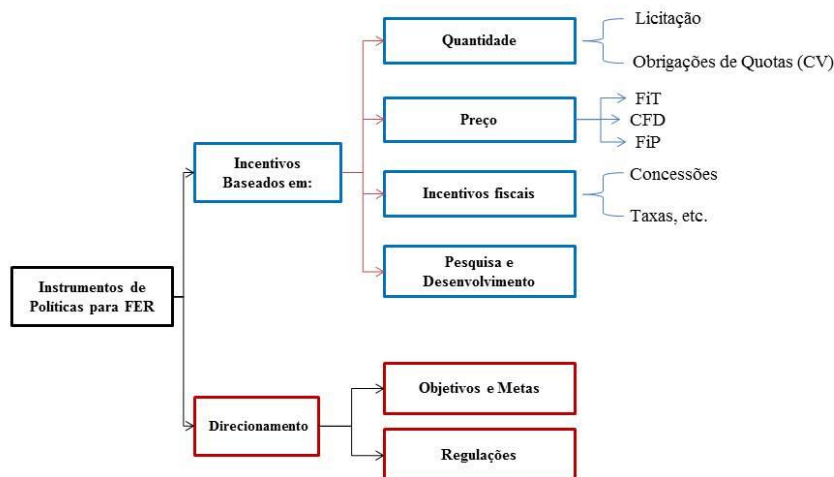


Figura 1.1- Classificação dos instrumentos de políticas de FER

É neste contexto de criação e desenvolvimento dos mecanismos para o incentivo ao setor energético renovável que esta dissertação surge, concretamente para analisar a evolução dos diversos esquemas adotados em alguns países da Europa e em especial Portugal, para a promoção das energias renováveis. Far-se-á uma abordagem mais aprofundada aos países que utilizam, ou utilizaram tarifas *feed-in* (FiT), contratos por diferença (*contract for Difference* - CFD) e certificados verdes (CV), como mecanismos de promoção das energias renováveis (ER).

1.2 Motivação

Os projetos que contribuem para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis têm sido alvo de um crescimento considerável nos últimos 10 anos na UE, como se verifica pelo gráfico da figura 1.2, onde a produção está baseada em tonelada equivalente de petróleo (tep) (EUROSTAT, 2018). A Europa tem-se destacado na transição para energias de fontes endógenas, com o objetivo de alcançar as metas conhecidas como “20-20-20”, entre as quais está a de utilizar 20% de energia de fontes renováveis no *mix* energético até o ano de 2020, conforme o Pacote Energia-Clima assinado pelos líderes dos Estados-Membros da União Europeia em 2007, e oficializado na Decisão 406/2009/EC da Comissão Europeia (APA-2018).

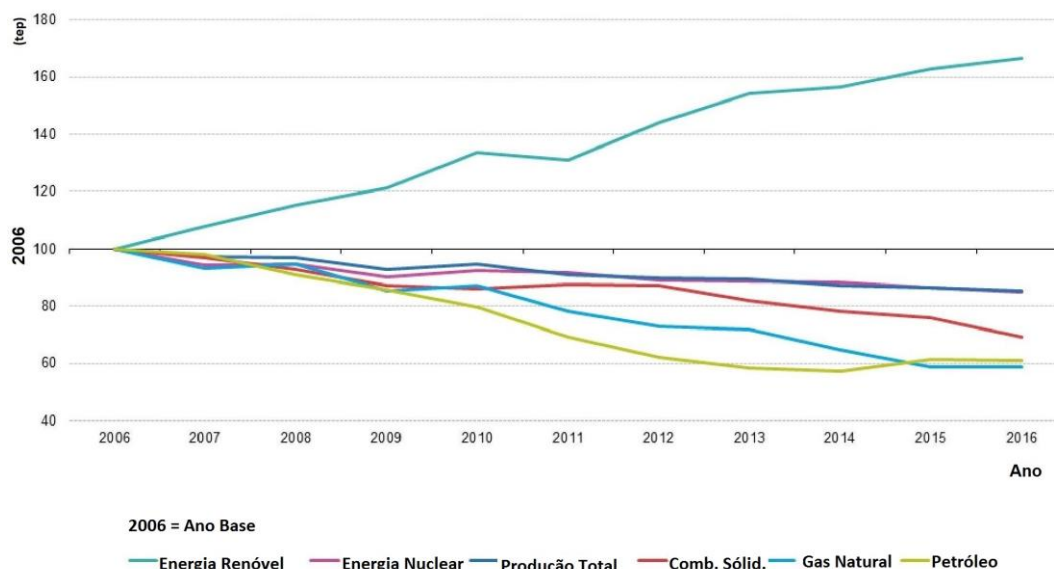


Figura 1.2 - Produção de Energia Primária EU-28, onde 2006 é igual a 100 (EUROSTAT, 2018)

Portugal tem-se destacado nas ações que visam atingir os objetivos estabelecidos nas metas “20-20-20”, principalmente na questão do desenvolvimento das FER, com um alcance de 21% em 2015 (EUROSTAT, 2015) no consumo bruto final de energia elétrica a partir de FER, mas tendo o objetivo de alcançar 31% em 2020. Assim como a maioria dos Estados-Membros, Portugal optou pela liberalização do comércio de energia, o que promove a concorrência entre os participantes. Entretanto, para alcançar a maturidade, principalmente do comércio de energia elétrica provida das ER, optou-se por implementar mecanismos que viessem a auxiliar a sua permanência em definitivo.

Assim, a primeira motivação deste trabalho consiste em analisar os diferentes tipos de comercialização de ER, considerando as suas particularidades internas, para que possa ser definido de que forma se deu o desenvolvimento das políticas implementadas para a promoção de ER e, conseqüentemente, dos esquemas adotados na comercialização de energia elétrica da Europa, e como foram e estão sendo realizadas as transições destes mecanismos em cada país analisado. Ainda, inserida nesta primeira motivação, a escolha dos países que serão analisados deu-se conforme vários critérios, que de forma sucinta são definidos a seguir:

- Reino Unido: por apresentar uma evolução sistemática nos seus esquemas, passando por uma reforma na comercialização de energia até chegar ao esquema de contratos por diferenças para energias renováveis.
- Suécia: escolhida por apresentar mecanismos de promoção das ER em conjunto com diversas políticas de incentivos e manter um sistema com um eficiente funcionamento em parceria com outros países através de um comércio comum.

- Noruega: embora não pertença à UE, foi escolhida porque mantém políticas de promoção das FER em conjunto com países europeus e por pertencer ao mercado Nord Pool;
- Alemanha: escolhido por ser um dos primeiros países do mundo a utilizar sistemas de tarifas *feed-in* e apresentar grandes avanços na utilização das FER, após a evolução desses mecanismos.
- França: por se tratar de um comércio altamente dependente de energia nuclear e analisar de que forma o país está lidando com este assunto, em relação às promoções de FER.
- Holanda: escolhido por apresentar alguns dos sistemas mais inovadores para os anos 90, como é o caso do Fundo Verde. Porém, mesmo com diversos esquemas, ainda passa por dificuldades para atingir as metas estabelecidas pela Diretiva europeia 2009/28/CE.
- Espanha: por integrar o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).
- Itália: por obter sucesso, muito antes do prazo, no alcance das metas pré-estabelecidas, internas e externas, através de uma série de mecanismo que se complementaram.

A segunda motivação diz respeito ao mercado português, que procura analisar os mecanismos adotados no passado, e quais os métodos que estão sendo utilizados atualmente para os diferentes tipos de FER, para que desta forma possam ser identificadas possíveis propostas para o futuro.

1.3 Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo geral analisar as políticas de incentivos às fontes de energias renováveis (FER) dos diferentes países da União Europeia, em especial a evolução das FER no comércio português de energia elétrica. Entre os objetivos específicos, realçam-se os seguintes:

- O estudo da tarifa *feed-in* e suas variações dentro dos países analisados que a utilizaram ou ainda utilizam;
- Análise interna de Portugal nos incentivos para a promoção das energias renováveis;
- Estudo dos contratos por diferença no Reino Unido, para possível aplicação em Portugal;
- Propostas de modelos existentes para promoção de energias renováveis em Portugal para os próximos anos.

1.4 Metodologia e Organização

A metodologia utilizada nesta dissertação foi a pesquisa exploratória, visando principalmente livros específicos, artigos científicos, relatórios de instituições fidedignas, e sites oficiais de instituições dos governos locais. Também foram utilizados outros documentos de pesquisas, tais como atas de congressos e teses de doutoramento.

Também serviu de apoio a consulta de profissionais da área da economia, especialistas em mercados de energia e engenheiros que atuam no ramo da produção e comercialização de energias renováveis.

A presente dissertação tem sete capítulos, descrevendo-se sucintamente de seguida o conteúdo dos seis capítulos seguintes.

Os Capítulos 2 e 3 descrevem os aspetos do funcionamento do comércio de energia elétrica mais relevantes para o presente trabalho e os conceitos teóricos dos principais mecanismos, tais como tarifas *feed-in*, contratos por diferenças (CFD), certificados verdes, *net metering*, entre outros.

O Capítulo 4 analisa as políticas e os mecanismos adotados no Reino Unido, Suécia e Noruega. Este último representando uma participação externa à UE. O capítulo 5 efetua a análise das políticas e mecanismos aplicados na Alemanha, França e Países Baixos. O Capítulo 6 analisa os esquemas adotados nos comércios de energia de Espanha e Itália. O Capítulo 7 efetua uma análise sobre a comercialização portuguesa de energia elétrica, políticas aplicadas para a promoção de ER e possíveis propostas para continuar a promoção das ER. Por fim, no capítulo 8, são apresentadas as conclusões do trabalho com as respetivas considerações finais sobre o tema discutido.

2 Mercados de Energia Elétrica (MEE)

Este capítulo descreve de forma sucinta a estrutura e o funcionamento do MIBEL e do Nord Pool.

2.1 O Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

Com a necessidade de modernização do setor elétrico nos diversos países da UE, os mercados locais de energia tiveram que se adequar a uma nova realidade no processo de comercialização da energia elétrica, principalmente depois da entrada das energias renováveis e da predisposição da unificação dos mercados locais.

A tendência de unificação do comércio europeu de energia elétrica não é uma novidade. O processo de integração vem desde 1950, com o Tratado da Comunidade do Carvão e do Aço, fato este que teve de superar algumas rivalidades (dentre as quais, as económicas) entre os países da Europa (Parlamento Europeu, 2018).

Já no final dos anos 90, havia a consciência de que a unificação dos mercados entre os diferentes Estados-Membros da UE seria muito difícil, devido à complexidade de inserção de variáveis tanto no campo económico como no campo estrutural (Cruz, 2008).

2.1.1 Principais Ocorrências Durante a Criação do MIBEL

O percurso de construção e solidez de funcionamento do MIBEL inicia-se ainda em 1998, com a persistência dos governos português e espanhol em dar início a um mercado de energia comum. Mas é no ano 2000 que o governo português propõe ao governo espanhol a criação oficial do MIBEL, onde é definido um modelo que considera as restrições mais importantes entre

os dois países. Assim, entre vários pontos, sublinham-se alguns dos que deram maior impulso para a criação do MIBEL (MIBEL, 2018):

- Novembro de 2001: a celebração do Protocolo de Colaboração entre as administrações de Espanha e Portugal para a criação do MIBEL.
- Outubro de 2004: a assinatura do acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, em Santiago de Compostela.
- Novembro de 2006: a realização da XXII Cimeira Espanhola de Badajoz, onde é definido o plano de compatibilização regulatória.
- Janeiro de 2008: revisão do Acordo de Santiago, em Braga.
- Abril de 2018: concluído o estudo sobre a integração da produção renovável e de cogeração no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos.

2.1.2 Objetivos e Organização do MIBEL

Pode afirmar-se, em termos regionais, que o MIBEL além de uma opção política europeia, também é uma oportunidade de expansão dos mercados de energia elétrica de Espanha e Portugal.

O MIBEL tem como principais objetivos os seguintes (Cruz, 2008):

- Beneficiar os consumidores de energia elétrica dos dois países.
- Estruturar o funcionamento do mercado liberalizado.
- Elaborar um preço como referência para toda a península Ibérica.
- Facultar o livre acesso ao mercado em condições de igualdade, transparência e objetividade.
- Favorecer a eficiência das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

De forma resumida, o MIBEL envolve dois grandes polos: um relativo ao mercado em bolsa, coordenado pelo operador existente em Espanha (OMEL), e o outro referente ao mercado ilateral a prazo, coordenado pelo mercado português (OMIP), como mostra a figura 2.1.

O MIBEL envolve, portanto, o mercado em bolsa (diário e intardiário) e o mercado bilateral, a prazo. A regulação destes mercados é efetuada por duas entidades independentes de cada país: a Entidade Reguladora dos Serviços Energética (ERSE), em Portugal, e a Comisión Nacional de Energia (CNE), em Espanha (Cruz, 2008).



Figura 2.1- Esquema geral do funcionamento do MIBEL (Adaptado de Cruz, 2008)

Atualmente, o MIBEL mantém na sua estrutura o mercado diário, onde se realizam transações de compra e venda da energia elétrica para o dia seguinte, e o mercado “intra-diário”, que visa atender à oferta e procura da energia elétrica que se possa verificar nas horas seguintes após a fixação do Programa Diário Viável Definitivo (PDVD). Este Programa discrimina as horas a que deve ser comercializada a energia elétrica com a observância da segurança no fornecimento da rede elétrica, funcionando como um modelo híbrido baseado na continuidade dos sistemas de leilões Ibéricos e incorporando a ligação Espanha-Portugal com os demais comércios de energia elétrica (OMIE, 2018).

2.1.3 Resultados mais Recentes

De destacar que o volume económico de negociação aumentou 37,8% de 2016 para 2017, chegando a um valor de 15.193 M€ em 2017, onde as ER foram responsáveis por, pelo menos, 40% da procura em Espanha e 45% em Portugal, conforme se vê na figura 2.2 (OMIE, 2018).



Figura 2.2 - Procura de energia elétrica por tipo de tecnologia em 2017 no MIBEL (OMIEL, 2018)

2.2 Mercado Nórdico – Nord Pool

Antes de existir a comercialização de energia como é efetuada atualmente nos países nórdicos, existiam os monopólios estatais. É a partir da década de 90 que há um rompimento do modelo tradicional de negócios de energia elétrica na Noruega, iniciando-se uma nova direção no sentido de um comércio comum entre este país e a Suécia. Assim, os dois países iniciam a formação do Nord Pool (que não deixa de ser um tipo de bolsa de valores de energia elétrica) em 1996, tornando-se a primeira negociação internacional de energia elétrica do mundo, em bolsa. Mas é no ano 2000 que há efetivamente uma integração dos países nórdicos, à exceção da Finlândia. O Nord Pool é um mercado que integra o cálculo do preço marginal no mercado em bolsa, ou seja, mercados *spot*, e tem capacidade de alocação transnacional de energia elétrica (Nord Pool, 2018).

2.2.1 Estrutura do Nord Pool

Numa visão simplificada, a estrutura do Nord Pool é constituída por componentes física e financeira, atuando como um sistema que funciona como mercado de ações na regulamentação, na venda e na negociação de energia elétrica entre os mercados locais.

Atualmente, o Nord Pool é detido pelos operadores das redes de transporte nórdicos (*Transmission System Operator*), onde a Sttatnet SF tem uma participação de 28,2% (Noruega), a Svenska kraftnät tem 28,2% (Suécia), a Fingrid Oy participa com 18,8% das ações (Finlândia), a Energinet tem 18,8% (Dinamarca), e os operadores de sistemas de transporte bálticos Elering (Estônia), Litgrid (Lituânia) e Augstsprieguma tikls (AST) (Letônia), com uma participação individual de 2%. O Nord Pool funciona como o maior comércio de energia elétrica da Europa, medido em volume de energia elétrica caracterizado (TWh) (Nord Pool, 2018). Está presente em toda a Escandinávia, além de países da Europa Central, atuando como comércio no-meado de eletricidade (NEMO), totalizando 15 países europeus, entre estes a Alemanha, França e Inglaterra (Nord Pool, 2018).

O Nord Pool é estruturado como uma bolsa de valores com mercados auxiliares, como o ELSPOT, ELBAS e ELTERMIN, que serão explicados mais à frente. Também possui instrumentos financeiros, como o ELOPTION, conforme representado na figura 2.3 (Sttatnet, 2018).



Figura 2.3 - Esquema estrutural do Nord Pool (Adaptado de Statnet, 2018)

2.2.2 Funcionamento

Como visto anteriormente, o Nord Pool é estruturado em forma de bolsa de valores e funciona com o auxílio de mercados que atuam de maneira cooperativa.

ELSPOT é um tipo de mercado em bolsa, que funciona de forma semelhante a ações numa bolsa de valores, em que oferece contratos de energia para entrega no dia seguinte (*day-ahead*). O preço do sistema Elspot é utilizado geralmente como referência para liquidação de contratos de energia elétrica no mercado financeiro nórdico (Doorman *et. al*, 2003).

Os participantes que desejam comprar energia através do Elspot devem enviar as suas propostas ao Nord Pool até no máximo as 12 horas do dia anterior à entrega desejada (e de igual modo para quem deseja vender energia através do Elspot). Por exemplo, uma empresa de energia elétrica pode apresentar uma oferta de compra e/ou venda para o Nord Pool para a hora de 1:00- 2:00 da tarde do dia seguinte, que irá fazer parte de uma curva de oferta/procura para o período entre 1:00 e 2:00 da tarde.

Assim, as curvas de oferta e procura são tratadas pela Nord Pool em uma curva geral para o consumo e outra para a oferta permitindo definir um preço do sistema, que é o resultado do cruzamento de ambas as curvas, como é observado na figura 2.4 (Statnet, 2018).

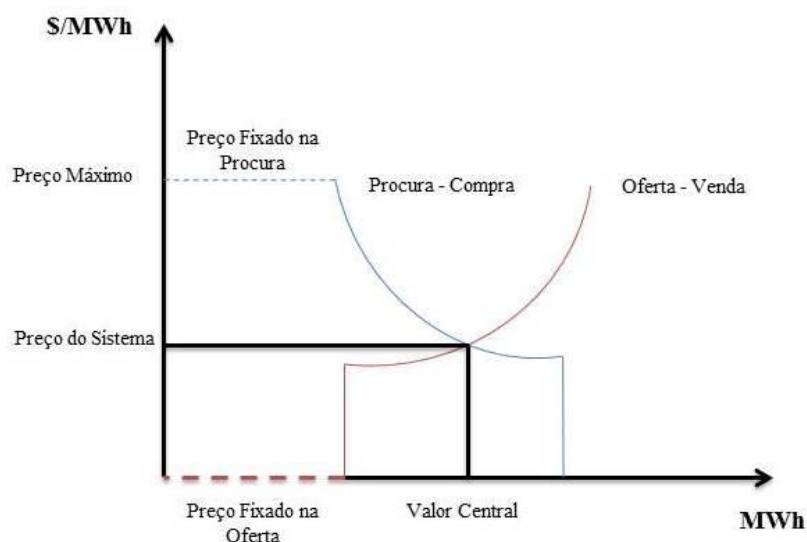


Figura 2.4 - Curvas da oferta e procura para o comércio de eletricidade (Adaptado de Sttatnet, 2018)

ELBAS é como um complemento do Elspot, que atua comercializando a entrega física da energia elétrica. Permite que seja negociado em tempo real nas 24 horas do dia, cobrindo cada hora individual até poucas horas antes da entrega física da energia. Os participantes geralmente são produtores e distribuidores de energia (Doorman *et. al.*, 2003).

ELTERMIN é um mercado financeiro utilizado para contratos comerciais, que permitem reduzir os riscos de movimentos adversos nos preços da energia. Os contratos podem ter horizontes de negociação de semanas, meses e até de anos (Doorman *et. al.*, 2003).

ELOPTION é um tipo de instrumento financeiro que permite gerir o risco associado ao preço da energia elétrica. Nestes contratos é exigida somente a entrega financeira do investimento e tem como referência o mercado **ELSPOT** (Doorman *et. al.*, 2003).

Além do *Eloption* e do *Eltermin* existem outras formas de negociar no mercado Nord Pool, sendo de realçar os contratos por diferenças (CFD). Para o devido funcionamento e eficiência do mercado Nord Pool é necessário que haja um alinhamento entre os diversos mecanismos e etapas do mercado, tanto na venda quanto na compra da energia elétrica. Consegue-se visualizar a funcionalidade do mercado na figura 2.5, que é uma vista simplificada do enquadramento nos prazos do Nord Pool (Zhao *et al.*, 2016).

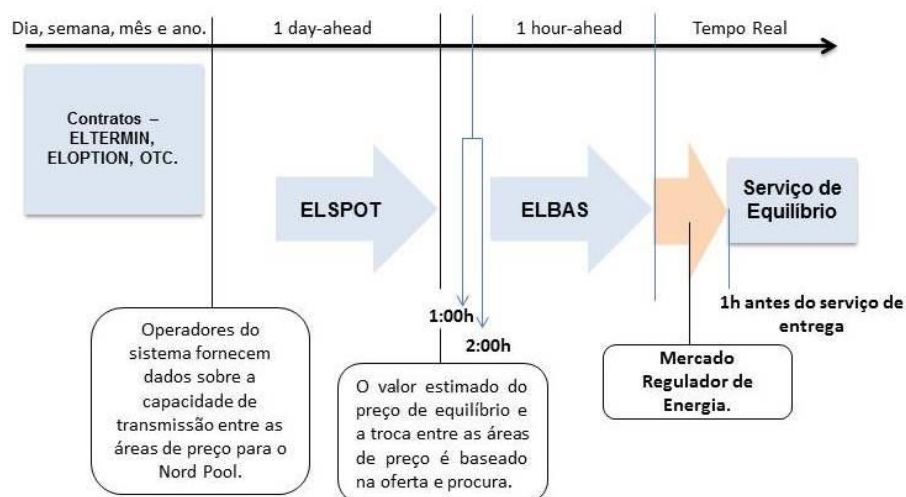


Figura 2.5 - Diagrama representativo dos prazos do Nord Pool (Adaptado de Zhao *et al.*, 2016)

Em relação às negociações do Nord Pool, durante o ano de 2017 foram negociados 512 TWh de energia elétrica. Desse total, o mercado diário nórdico e báltico englobou 394 TWh, o mercado diário do Reino Unido 111 TWh, e o Mercado intradiário nórdico, báltico e alemão 6,7 TWh (Nord Pool, 2018).

3 Mecanismos de Promoção de Energias Renováveis

3.1 Mecanismos de Promoção

As fontes de energias renováveis têm recebido cada vez mais a atenção dos governos, em face da preocupação que se enfrenta em relação às mudanças climáticas. Desta forma, os governos criaram esquemas de incentivos para que as tecnologias de geração de energia elétrica oriundas de fontes renováveis pudessem ser desenvolvidas e maturadas nos mercados locais, podendo competir de forma igual com a energia elétrica proveniente de fontes fósseis.

Assim, criaram-se os diversos mecanismos de promoções, como uma forma de incentivar e promover o comércio de energia renovável. Esses mecanismos sofreram modificações e evoluções ao longo do tempo, como é o caso das tarifas *feed-in* e dos Certificados Verdes.

3.1.1 Certificados Verdes

De um modo geral, o objetivo da certificação verde é estimular o desenvolvimento das FER no comércio da energia elétrica. Este tipo de sistema tem duas finalidades: verificar se as obrigações de produção de energia elétrica renovável estão sendo cumpridas, através de um controlo económico, e facilitar o comércio de eletricidade das FER. Desta forma, o sistema de certificação verde para as ER cria um comércio em paralelo com o da energia elétrica convencional.

Os produtores de energia recebem um certificado para cada unidade de produção (geralmente 1 MWh), onde este certificado deve ser adquirido pelos consumidores, que é pré-estabelecido conforme as metas do governo em relação à utilização de energia elétrica das FER.

Sendo assim cobrado em uma determinada época e podendo ser passível de punição se não o possuir. É considerado o valor de cada certificado conforme o consumo, que é fixado pelas metas a serem alcançadas com relação à produção e consumo de energia elétrica de FER. Portanto, os consumidores têm incentivos para comprar os certificados dos produtores, o que torna estes certificados valiosos (Schaeffer *et al.*, 1999).

Observa-se na figura 3.1 um exemplo do funcionamento dum sistema de comércio de certificados verdes, baseado na obrigação de compra de eletricidade das fontes de energias renováveis (E-FER), onde o custo marginal de produção é o custo total da quantidade de energia elétrica produzida. O preço marginal é o valor de mercado e o preço marginal dos certificados verdes é a diferença entre o custo marginal de produção e o preço marginal. Este tipo de mecanismo tem como objetivo atingir uma determinada quota de eletricidade proveniente de energias renováveis. O lucro total da venda da energia elétrica é a área entre a linha do custo marginal de produção e a linha do custo marginal da E-FER (Schaeffer *et al.*, 1999).

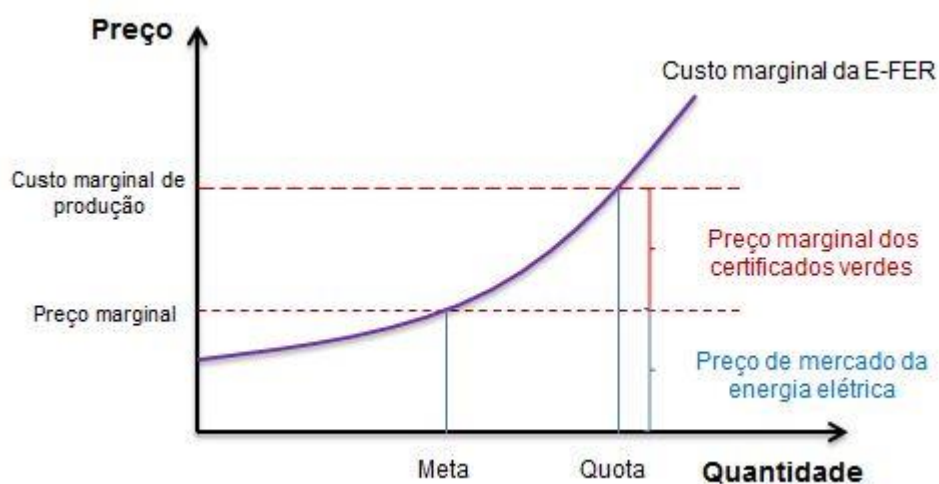


Figura 3.1 - Curva do custo de produção marginal de ER (Adaptado de Schaeffer *et al.*, 1999)

3.1.2 Tarifas *Feed-in*

As tarifas *feed-in* são mecanismos que obrigam as fornecedoras a comprar energia de produtores de FER. Geralmente é estipulado um período de 15 a 25 anos de contrato, variável para cada país, além de um acesso garantido à rede. O objetivo principal desse mecanismo é oferecer um preço justo num determinado período contratado pela eletricidade produzida por FER, onde é negociado o kWh ou MWh de energia elétrica produzida. No entanto, pode ser diferenciado de acordo com o tipo de tecnologia utilizado, o recurso em questão, o tamanho e a localização do projeto, bem como outras variáveis a serem consideradas (Couture e Cagnom, 2009).

As tarifas *feed-in* são consideradas pela CE como um dos tipos de regimes tarifários mais eficientes para a promoção das energias renováveis, mesmo atualmente, pois funcionam como um tipo de subsídio atribuído ao produtor de FER e, como tal, uma forma de incentivo (CE, 2008).

3.1.3 Contratos por Diferenças

Para o contrato por diferença (CFD), é pré-estabelecido um preço, conhecido como Preço Alvo (*Target Price*), entre os dois negociadores. Neste tipo de mecanismo, para os intervalos de tempo onde o *Target Price* (TP) for superior ao preço de comércio, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o TP e o preço comercializado. Se o preço comercializado for superior ao TP, a entidade produtora é que paga a diferença entre o preço de comércio e o TP.

Para este tipo de contrato é determinado um preço de comércio para um referido período. Ora, isso pode levar a grandes perdas financeiras se o preço comercializado, a curto prazo, for reduzido para valores inferiores ao estabelecido no contrato em questão (Saraiva e Ponce de Leão, 2002).

3.1.4 *Net Metering*

Net Metering, também conhecido como Sistema de Compensação de Energia Elétrica, é um tipo de mecanismo que permite que os consumidores compensem parte ou a totalidade do consumo de energia elétrica da rede com eletricidade autoproduzida por meio de FER. Por exemplo, a microgeração de energia elétrica proveniente de fonte eólica e solar. Normalmente é utilizado algum tipo de contador padronizado (como por exemplo, os *smart meters*), que contabiliza tanto a energia consumida quanto a fornecida para a rede (Poullikkas *et al.*, 2013).

No final de um determinado período é cobrada ao consumidor apenas a energia líquida utilizada, sendo que esta medição funciona exclusivamente para os sistemas ligados em rede. No caso de um consumo maior do que a auto-produção, o cliente pagará a diferença entre o consumo e a produção. Se a auto-produção for maior que o consumo, dependendo da política adotada no país, o cliente receberá Créditos de Energias Renováveis (CER), que poderão ser descontados numa próxima fatura. O objetivo principal deste mecanismo é fazer com que o consumidor contribua de maneira ativa para o sistema elétrico e diminua o consumo global em horários muito sobrecarregados. Contudo, uma das principais desvantagens dessa política é a funcionalidade do sistema local, que depende de um estudo de viabilidade técnica da rede de energia elétrica local (Poullikkas *et al.*, 2013).

4 Mecanismos Aplicados no Norte da Europa

Este capítulo fará uma descrição analítica das principais políticas e mecanismos para promoção das ER adotados pelo Reino Unido, Suécia e Noruega.

4.1 Reino Unido

O Reino Unido tem promovido desde o início dos anos 1990 políticas que favorecem o desenvolvimento das ER, com o objetivo de alcançar 15% do consumo bruto de energia a partir de FER até 2020. O governo britânico tem incentivado fortemente o desenvolvimento e produção de energia elétrica por FER. Entre as políticas e reformas implementadas pelo Reino Unido para a promoção das ER, está a *Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)*, utilizada a partir de 1990, a *Renewables Obligations (RO)*, implementada no ano de 2002, e a Reforma do Mercado de Eletricidade (EMR), que se iniciou em 2013. Essas e outras políticas serão descritas abaixo com o objetivo de analisar a participação dos mecanismos utilizados e suas importâncias para a valorização das FER em cada período no Reino Unido.

4.1.1 Liberalização do Mercado de Energia Elétrica

Nos anos pós 1970-80 até à década de 1990, houve privatizações de empresas importantes como a *British Gas* e *British Petroleum*, através do ato *Enterprise* de petróleo e gás. Neste período também foram vendidas outras companhias importantes, como a *National Power* e a *Power Gen*, sendo 60% das ações vendidas a novos investidores e 40% mantidas pelo poder estatal, das quais participava de uma quota de mais de 70% da comercialização de eletricidade do Reino Unido, abrindo consequentemente caminho a Produtores Independentes de Energia

(*Independent Power Producers* - IPP) e fazendo com que houvesse uma evolução na produção de FER a partir dos anos 1990, como observado na figura 4.1 (IRENA, 2011).

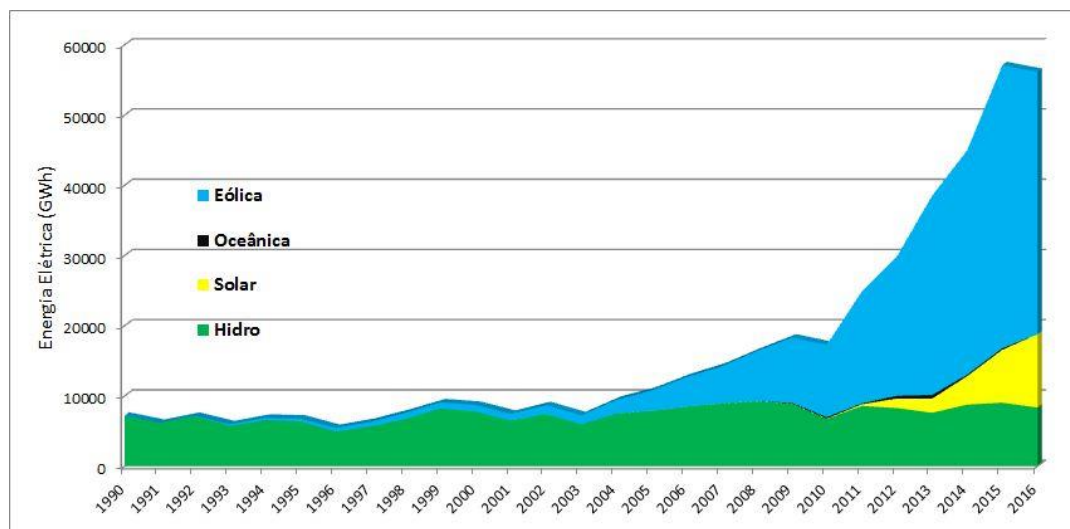


Figura 4.1 - Evolução na geração de eletricidade de FER no Reino Unido (Adaptado de IEA, 2018)

Em 2000, foi criado o organismo de regulação *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), que tem como objetivo regular de forma independente e efetivo o comércio elétrico do Reino Unido (OFGEM, 2017).

4.1.2 *Non-Fossil Fuel Obligations* (NFFO)

O NFFO foi um instrumento essencial utilizado pelo governo para incentivar e estimular o crescimento do setor das ER, tendo sido regulado pelo *Electricity Act 1989* e exigindo que empresas de fornecimento de eletricidade garantissem quantidades específicas de energia oriundas de fontes não fósseis (EIA, 2018).

As empresas regionais que tinham sido privatizadas foram obrigadas a comprar energia de centrais nucleares e renováveis a um preço *premium*. Mas para que pudesse ser mantido esse preço, que acabava por ser mais caro do que o das convencionais, criou-se uma taxa sobre o combustível fóssil, chamada de *Fossil Fuel Levy* (FFL), que servia justamente para reembolsar a diferença deste preço *premium* do preço médio mensal na compra da energia elétrica em suas regiões (IRENA, 2011).

A NFFO basicamente funcionava de forma que o governo, através da *Non-Fossil Purchase Agency* (NFPA), estabelecesse uma obrigação específica de tecnologias. Assim, a NFPA lançaria a oferta descrevendo os aspetos técnicos, económicos, comerciais e legais do projeto. O regulador (a OFGEM) avaliaria se o projeto teria as características de capacidade exigidas como garantia. Por fim, o governo faria a contratação das companhias em face da qualidade e dos preços dos serviços através de leilões, a fim de que se cumprissem as obrigações impostas em con-

trato. Então, a OFGEM confirmaria se as obrigações de contrato tinham sido cumpridas (*Department of Trade and Industry*, 1999).

Quando a NFFO começou em 1990, não havia metas específicas para as ER, pois esta política era destinada tanto para a Nuclear quanto para as Renováveis. Desta forma, são verificadas cinco fases da NFFO (IRENA, 2011):

- NFFO-1: fica estabelecida uma meta de 600 MW para pagamentos por KWh para cada contrato, deixando espaço limitado para a concorrência.
- NFFO-2: com uma capacidade de 1000 MW, já há um determinado grau de competição entre os contratos e alguma relevância começa a ser estabelecida para a construção de parques eólicos.
- NFFO-3: estabelecida em 1993, com uma capacidade 1500 MW.
- NFFO-4: anunciada em 1997, forneceu uma meta de capacidade 1177 MW, mas uma parte desta potência não foi aproveitada.
- NFFO-5: ficou estabelecida uma capacidade de 1700 MW; a exemplo do que acontecera na fase anterior, houve uma grande parte da capacidade que não foi aproveitada, o que contribuiu para que não houvesse mais fases em 1998.

Os subsídios de cinco anos para construir e comissionar projetos mantiveram-se como critério geral nas últimas rondas de leilões da NFFO-5, assim como contratos de compra de energia até 15 anos, nos chamados *Power Purchase Agreement* (PPAs), alguns previstos para expirar em 2018 (OFGEM, 2017).

4.1.3 *Renewables Obligations* (RO)

A *Renewables Obligations* ou Obrigações de Renováveis constituem um dos principais esquemas de apoio de eletricidade a partir de FER adotada em grande escala no Reino Unido. Entrou em vigor em 2002, na Inglaterra e no País de Gales, e em 2005 na Irlanda do Norte e na Escócia, e tem como principais objetivos obter uma proporção crescente de eletricidade produzida a partir de FER, e substituir o NFFO, que operava desde 1990. Entre os mecanismos de promoção das FER, dentro desta política, está a utilização das FiT e das ROCs (OFGEM, 2017).

Renewables Obligations Certificates – ROC

São tipos de certificados verdes com validade, determinados para cada 1 MWh de energia elétrica produzida por FER, e regulados diretamente pelo governo através da agência reguladora, neste caso, a OFGEM.

Os fornecedores de energia devem cumprir suas obrigações de fornecimento com uma percentagem mínima de ER estipulada pelo governo. Assim, quando estas companhias não atingirem as obrigações impostas, devem adquirir os ROCs no comércio, na bolsa local ou fornecedores. Entretanto, a procura dos certificados é determinada conforme a quantidade instalada de

FER e os preços de compra desses certificados são ajustados de acordo como o índice de preços de cada ano, conforme a figura 4.2 (OFGEM, 2017).

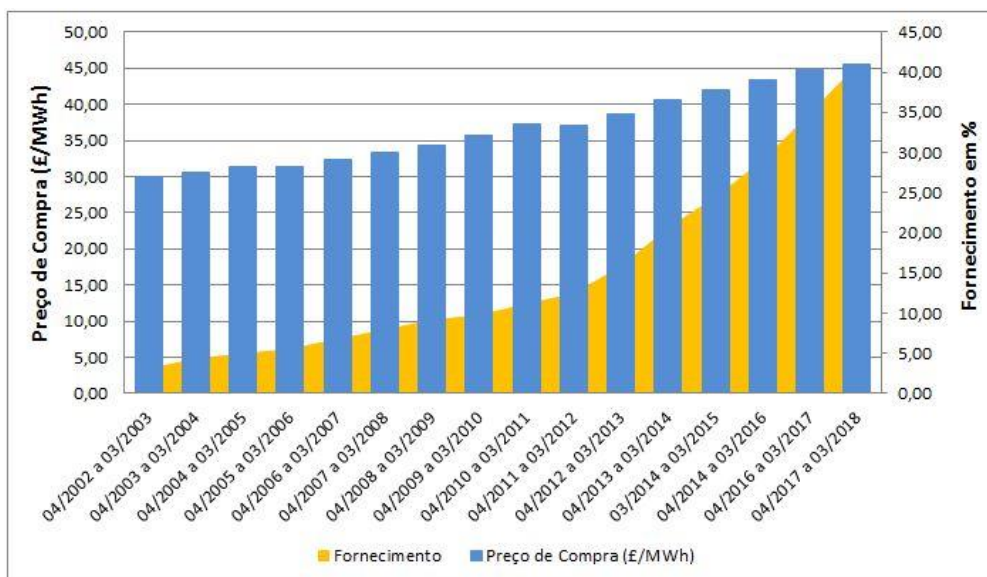


Figura 4.2 - Preço dos ROCs no período de 2002 a 2018. (OFGEM, 2018)

Em teoria, os ROC funcionam como meios de assegurar a produção de energia por FER. Contudo, este mecanismo encontrará uma queda de valor no caso de se chegar a um excesso de produção por meio de FER, e uma elevada valorização se existir menos produção de renováveis do que a obrigatória.

As ROC envolveram praticamente todas as FER, em especial a eólica e a fotovoltaica (FV). No entanto, no período de 31 de março de 2015 a 31 de março de 2017, começaram a ser encerradas para a FV na Inglaterra, Escócia e País de Gales e para energia eólica em todos os países do Reino Unido (em 2015 para centrais até 5 MW, em 2016 para instalações eólicas e em 2017 para todos os projetos). Com a reforma do mercado da energia, surgiu o mecanismo baseado em Contrato por Diferença ou CFD, em 2014, mas tanto as ROC quanto os CFD estiveram em funcionamento, fazendo com que os produtores pudessem escolher entre eles (OFGEM, 2018).

4.1.4 Tarifas *Feed-in* no Reino Unido

As FiT foram introduzidas em 2010 de uma forma inclusiva nas ROC e foram projetadas para promover a produção de ER em pequena escala, oferecendo apoio para 10, 20 e 25 anos, devendo contribuir pelo menos com 1,6% dos 30% necessários em ER até 2020. O apoio destina-se a indivíduos, pequenas organizações e empresas, unidades familiares e comunidades, que normalmente não participam no comércio de eletricidade (Ruska e Kiviluoma, 2011).

A tarifa funciona a partir do momento em que há o credenciamento, sendo atribuído à instalação em conformidade com critérios tecnológicos e de capacidade instalada. Assim, os pagamentos são realizados com base nas leituras dos contadores padronizados e enviados ao titular da licença da FiT.

É importante notar o seguinte (OFGEM, 2018):

- As tarifas são reajustadas anualmente conforme o índice de preço de venda a retalho, como verificado na tabela 4.1.
- Os limites máximos de implementação foram aplicados em 08 de fevereiro de 2016, os quais limitam a capacidade de receção de uma tarifa específica em um determinado período.
- As tarifas mais altas, intermédias e mais baixas são aplicadas apenas para instalações FV, onde a classificação se baseia no requisito de eficiência energética do edifício.

Tabela 4.1 - Valores das FiT por período (OFGEM, 2018)

Tecnologia	Escala (kW)	Tarifa para novas Instalações por período (preço/kWh)			Validade tarifária (anos)
		1-10-2016 a 31-12-2016	1-10-2017 a 31-12-2017	1-07-2018 a 30-09-2018	
Digestão Anaeróbia	0 – 250	7,18	5,19	4,56	20
	250 - 500	6,63	4,91	4,39	20
Hidro	0 – 100	8,16	8,10	8,06	20
	100 – 500	6,53	6,50	6,48	20
	500 – 2000	6,53	6,50	6,48	20
	2000 – 5000	4,73	4,73	4,73	20
FV – menor taxa	0 – 10	0,61	0,40	0,25	25
	10 – 50	0,61	0,40	0,25	25
	50 – 250	0,61	0,40	0,25	25
FV – maior taxa	0 – 10	4,46	4,16	3,93	25
	10 – 50	4,68	4,39	4,17	25
	50 – 250	2,17	1,97	1,79	25
Eólica	0 – 50	8,89	8,60	8,39	20
	50 – 100	6,49	5,08	4,94	20
	100 – 1500	4,18	2,69	1,92	20
	1500 - 5000	0,89	0,83	0,59	20

É de notar na tabela 4.1 que as tarifas vêm decrescendo ao longo do tempo, e a meta do governo é anulá-las, pois considera-se que a economia nas contas de energia deverá ser o maior incentivador para que as pessoas instalem microgeração, não necessitando de apoios ou incrementos financeiros por parte do governo.

4.1.5 *Electricity Market Reform (EMR)*

O EMR ou Reforma do Mercado de Eletricidade é um pacote de reformas no mercado que o governo do Reino Unido lançou a partir de 2013, como mostra a figura 4.3 (IEA, 2018).

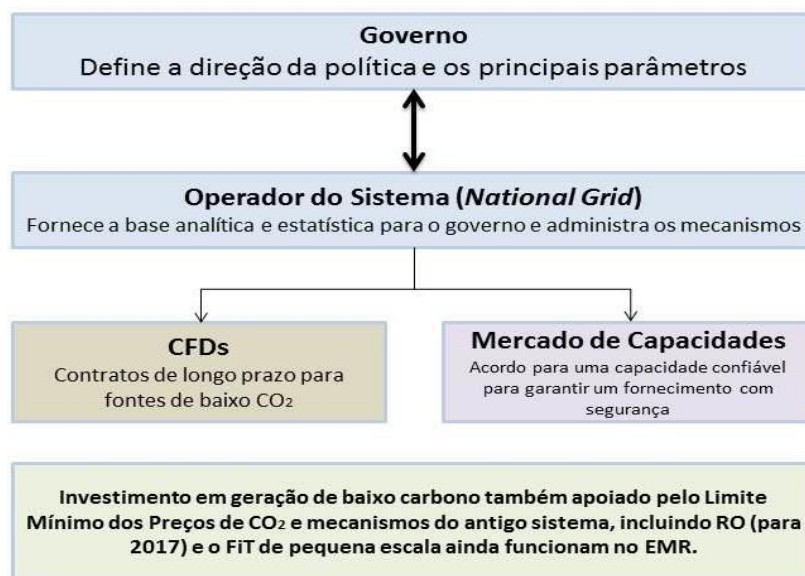


Figura 4.3 - Estrutura da EMR (DECC, 2012)

Segundo o governo do Reino Unido, será necessário um investimento de 110 mil milhões de Libras na geração e transporte de eletricidade para que se tenha uma rede capaz de absorver os 30% da energia oriunda de FER até 2020, e assim melhorar a infraestrutura e o acesso a anti-gos e a novos consumidores (DECC, 2012).

A reforma do mercado manteve as FiT e introduziu outros mecanismos, entre os quais se destacam (IEA, 2018):

- **Contratos por Diferenças (CFDs)** para produtores de energia renovável projetado para substituir as ROCs;
- **Mercado de Capacidades**, que estabelece um fluxo de receita estável e seguro.
- **Desempenho Padrão de Emissões** que estabelece limites de emissões de CO₂ para novas centrais e proíbe a construção de centrais de carvão altamente poluentes.

- **Limite Mínimo dos Preços de Carbono** que são impostos projetados para terem aumentos graduais a partir de 2013, quando foi fixado um valor de 15,70 £/tCO₂eq e que deverá chegar a 30,00 £/tCO₂eq até 2020.

Esta reforma tem como principais objetivos garantir o fornecimento de eletricidade de maneira segura por diversas fontes, incluindo as FER; garantir um investimento suficiente em FER para que se alcance a meta de 15% até 2020, e de 80% até 2050, de utilização de FER, comparado com o período de 1990, e maximizar benefícios e minimizar custos para fornecedores e clientes. A seguir serão pormenorizados os dois principais mecanismos utilizados no EMR.

Contratos Por Diferenças (CFDs)

Os Contratos por Diferenças destinam-se a estabilizar receitas de longo prazo para uma gama variada de geradores de baixo-carbono, permitindo que os investimentos tenham um custo capital mais baixo e consequentemente um menor custo para os consumidores.

Os CFDs mantêm a exigência da venda de energia pelos produtores ao mercado, havendo entretanto um pré-acordo, conhecido como “preço de exercício” ou preço administrativo, para que não exista um descontrole nos preços em relação aos demais contratos (isso significa que o CFD paga um reforço, caso o preço comercializado seja inferior para compensar o investimento), conforme exemplificado na figura 4.4. Em épocas de altas de preço altos, os pagamentos são revertidos, o que obriga o produtor a devolver a diferença entre o preço de comércio e o “preço de exercício”, garantindo proteção ao consumidor (*National Grid*, 2018).



Figura 4.4 - Funcionamento do CFD no mercado (Adaptado de EMR Settlement Limited, 2012)

Os CFDs tendem a diminuir os riscos dos contratos, pois estabilizam o retorno financeiro aos investidores num nível fixo ao longo de sua duração, o que incentiva os investimentos em FER, não atribuindo uma carga de preços alta ao consumidor final. Porém, fornecem aos produtores um conjunto de obrigações, num contrato de direito privado de longo prazo entre o Grupo

Produtor e Empresa de Contratos de baixo CO₂, o que pode ocasionar processos de arbitragem para a resolução de disputas jurídicas, o que favorece a confiança do investidor nos acordos e reduz o risco de que o pagamento dos apoios seja reduzido ou removido no futuro (DECC, 2012).

Desde 2015 que os leilões competitivos de CFD começaram a ser alocados, o que reduziu os custos para os consumidores em relação aos preços estabelecidos administrativamente, pois como se nota na tabela 4.2, o primeiro conjunto de leilões definiu preços médios 15% inferiores aos preços médios estabelecidos administrativamente, enquanto que o segundo conjunto de leilões, realizados em 2017, estabeleceu preços médios 41% abaixo dos preços médios administrativos (OFGEM, 2017).

Tabela 4.2 - Valores negociados em Leilões em 2015 e 2017 (OFGEM, 2017)

Tecnologia	Alocação Leilão 1 (Fevereiro-2015)			Alocação Leilão 2 (Setembro-2017)			
	Preço Administrativo (£/MWh)	Preço Negociado (£/MWh)	Redução	Preço Administrativo (£/MWh)	Preço Negociado (£/MWh)	Redução	
Tec. de conv. Avançadas	140,00	117,00	-16%	123,00	70,00	-43%	
Biomassa							
Combinação de Calor e Energia	-	-	-	115,00	74,75	-35%	
Eólica Offshore	140,00	117,00	-16%	105,00	62,14	-41%	
Resíduos/CHP	80,00	80,00	0	-	-	-	
Eólica Onshore	90,30	82,04	-9%	-	-	-	
Solar FV	117,30	65,80	-44%	-	-	-	
Total (capacidade ponderada)	119,19	101,85	-15%	105,62	62,62	-41%	

Na figura 4.5 encontra-se um exemplo real das rondas, que são fases do leilão, de investimentos aplicados para a energia eólica *offshore*, onde 100% dos investimentos foram bem sucedidos na entrega para o candidato correto, conforme avaliação de qualificação. Neste mesmo

leilão houve uma economia significativa para os consumidores de £ 119 milhões (OFGEM, 2017).

CFD ROUND 1 e 2 - COMPARAÇÃO

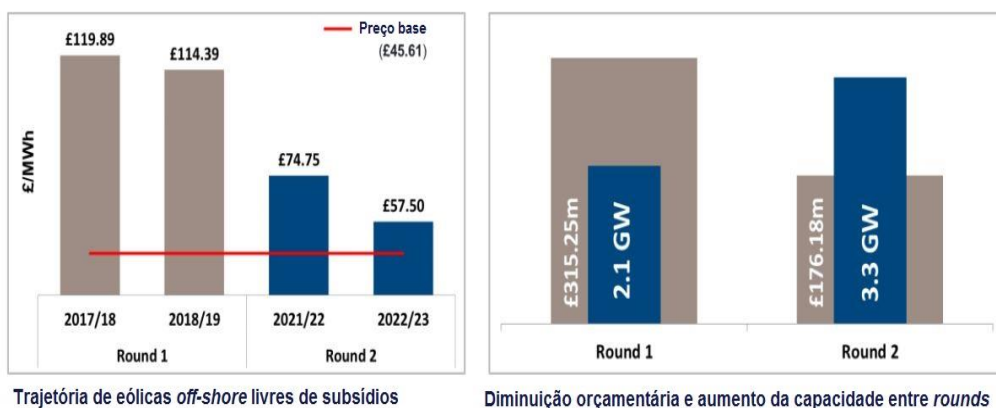


Figura 4.5 - Comparação das rondas dos leilões de CFD (National Grid, 2017)

Como pode ser observado, o esquema de CFD acaba por se tornar um tipo de mecanismo que estimula a competição, por garantir certeza de receitas para os investidores e redução dos custos para os consumidores, a depender dos preços administrativos.

4.2 Suécia

A Suécia tem feito bastantes progressos nos últimos anos no que se refere à promoção de ER. Porém, um dos fatores que tem mantido a sua matriz quase neutra na emissão de CO₂ é a grande utilização de centrais nucleares, aproximadamente 14,7 Mtoe (IEA, 2018). Entretanto, os governos suecos têm investido fortemente em metas sustentáveis nos últimos anos, inclusive com a integração dos comércios de energia elétrica em um só mercado, que é o caso do Nord Pool, além de políticas conjuntas, como é o caso do Sistema de Certificação Verde, onde há uma parceria com a Noruega.

4.2.1 Imposto sobre o Carbono

A Suécia tem um complexo sistema de impostos sobre o carbono e, assim como a Noruega e a Finlândia, foi um dos primeiros países a aplicar este instrumento económico. Porém, um imposto sobre a energia elétrica, na Suécia, já existe desde 1920 (IEA, 2018).

O imposto sobre o carbono foi instituído a partir de 1991, juntamente com a taxa já existente da energia elétrica, e continua sendo um dos principais instrumentos dentro da política climática sueca, pois incentiva a eficiência energética, a redução do consumo de energia e o aumento da utilização das ER.

O imposto é cobrado em cima de todos os combustíveis fósseis sobre a proporção de carbono que este possui, considerando que as quantidades de CO₂ são relacionadas com a queima do combustível mediante a taxa de carbono existente no combustível. Não é necessária a medição real das emissões, o que garante uma relativa simplicidade no funcionamento do sistema. Os biocombustíveis não entram na tributação, pois já são considerados neutros das emissões de CO₂. A taxa iniciou-se com cerca de 250 SEK/tCO₂ em 1991 (equivalente a € 26,00) e atualmente (2018) está a uma taxa de 1.150 SEK/tCO₂ (aproximadamente €110,00 - onde €1,00 = SEK 10,45)¹. A tabela 4.3 mostra as taxas referentes a 2018 para diferentes combustíveis (*Government Offices Sweden*, 2018).

Tabela 4.3 - Valores dos impostos sobre os combustíveis fósseis na Suécia em 2018 (Skatteverket, 2018)

Combustível	Imposto sobre CO ₂
Gasolina	SEK 2,66/Litro
Combustível para Aviação	SEK 2,66/Litro
Gasóleo	SEK 3,29/Litro
Carvão	SEK 22.865/kg
Gás Natural	SEK 2.465/kg

Uma das vantagens da aplicação de um imposto frente à utilização de outros tipos de mecanismos reside no fato do governo não se envolver com dispendiosos processos burocráticos, muitas das vezes ineficientes, na escolha de um beneficiário de um determinado mecanismo consoante o tipo de tecnologia ou tipo de combustível, ou seja, simplificando o processo no pagamento do imposto pelas famílias e indústria. O objetivo é que estes atores sejam motivados a escolherem medidas que diminuam os custos com os combustíveis fósseis ou a utilização das FER em lugar dos primeiros, como é o caso das mudanças de comportamento ao utilizar mais os transportes públicos ou investir em tecnologias sustentáveis. De acordo com a teoria do custo marginal, um ator social irá escolher implementar uma certa medida se o seu custo de redução marginal for menor do que o imposto, conforme observado na figura 4.6 (Scharin e Wallstrom, 2018).

Segundo o Instituto Sueco *Naturvårdsverket*, as emissões de CO₂ representam um total de 81% dos gases com efeito de estufa na Suécia (*Naturvårdsverket*, 2017).

¹ Cotação do valor realizada em 17/09/2018 através da plataforma The money converter.com, disponível em: <https://themoneyconverter.com/EUR/SEK.aspx?amount=1>.

Os impostos sobre o carbono têm sido um dos principais mecanismos da Suécia para reduzir o consumo de combustíveis fósseis e as emissões de CO₂, além de que a Suécia possui um grande potencial hídrico e de biomassa, o que acaba por influenciar de forma positiva as reduções de GEE. Na figura 4.7, é possível observar as reduções de CO₂ na Suécia, principalmente a partir do ano 2000 (Scharin e Wallstrom, 2018).

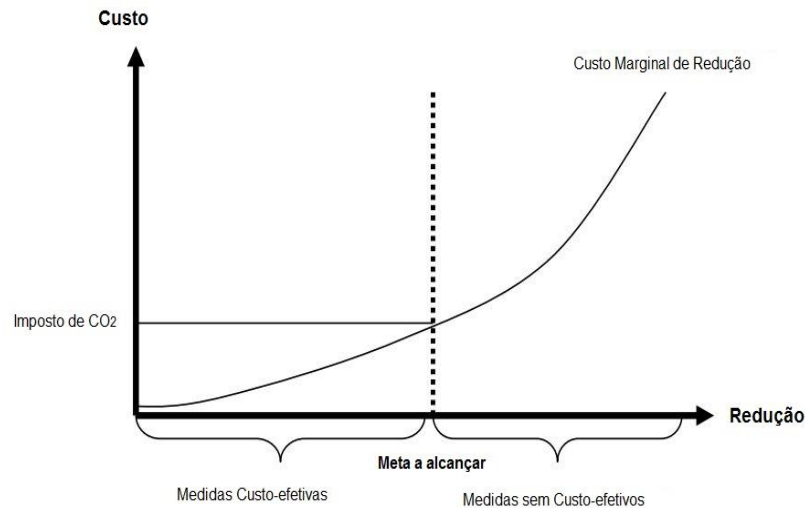


Figura 4.6 - Custo marginal de redução relativo a imposto sobre o CO₂ (Scharin e Wallstrom, 2018)

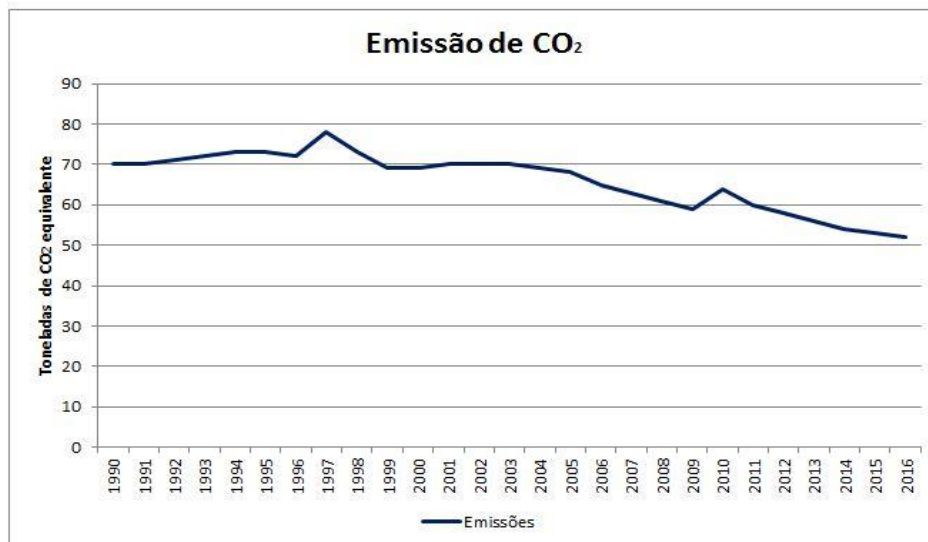


Figura 4.7 - Emissões de CO₂ de 1990 a 2016 na Suécia (Adaptado de Naturvardsverket, 2017)

4.2.2 Políticas Favoráveis à Promoção de ER na Suécia – 1994 a 2014

Para alcançar as metas mínimas estabelecidas para a utilização de FER, o governo Sueco, no período entre 1994 a 2014, estabeleceu alguns esquemas de promoção de ER, salientando-se os seguintes (IEA, 2018):

- **Isenção de Impostos sobre as ER – Lei 1776/1994**

Esta lei procurou incentivar a produção de energia elétrica a partir de FER para pequenos comerciantes e agregados familiares. Dava-se um benefício de 0,1 a 2 SEK/kWh. Além disso, os produtores e consumidores de eletricidade à base de biomassa estavam isentos dos impostos sobre o carbono, o azoto e o enxofre.

- **Contratos Garantidos de Compra de ER – 1997**

Apoiavam a microgeração de ER dentro do comércio liberalizado de energia da Suécia. As empresas de distribuição local deveriam adquirir toda a eletricidade gerada por microgeração até 1500 kW instalados, dentro da sua área de atuação.

- **Código Ambiental Sueco de 1998**

O objetivo geral deste Código é promover o desenvolvimento sustentável, reunindo as principais disposições legais sobre o ambiente. Inclui regras gerais que devem ser observadas e cumpridas em relação a todas as atividades que se relacionem com o ambiente.

O Código prevê um Estudo de Impacto Ambiental para identificar, descrever e mitigar os impactos diretos e indiretos para quaisquer atividades ou medidas planeadas que possam ter relação com o clima (com o ar ou com o solo, por exemplo).

- **Programa de Municípios Sustentáveis**

Este programa, que começou no ano de 2001, e dos quais já foram selecionados dezenas de municípios, tem como objetivo tornar a sociedade mais sustentável.

Os municípios trabalham para integrar as perspectivas de longo prazo de energia e sustentabilidade no seu funcionamento diário com metas de melhorar a economia e contribuir para a proteção do ambiente. Entre as responsabilidades dos municípios, cabe desenvolver políticas energéticas, como a utilização de FER, e focar em melhorias contínuas em favor da política de sustentabilidade.

Atualmente existem outros programas, como a Aliança pela Sustentabilidade Urbana, que desenvolve um papel semelhante, consistindo numa rede franco-sueca de cidades que tem como meta abordar problemas comuns e apontar soluções inovadoras com métodos para o desenvolvimento sustentável (*Energimyndigheten*, 2018).

4.2.3 Sistema de Certificados Verdes (Suécia-Noruega)

Os Certificados de Eletricidade ou Certificados Verdes constituem um mecanismo que contribui para o sistema de quotas. É baseado no comércio de eletricidade gerido pelo Nord Pool, para a produção de ER, o qual entrou em vigor em 2003, e tem como objetivo aumentar a produção renovável, tornar esta produção mais económica e substituir os incentivos anteriores (*Energimyndigheten*, 2018).

De acordo com a lei 2011:1200 sobre os Certificados de Eletricidade, estabelece-se que até 2020 deva ser financiada, através deste mecanismo, cerca de 15 TWh de eletricidade a partir de FER. O sistema deve ser ampliado até 2030 com mais 18 TWh de novos Certificados de Eletricidade (*Act 2011:1200*).

Em 2012 houve uma inclusão do comércio norueguês que ampliou os objetivos deste mecanismo entre os dois países, que agora tem como meta alcançar mais 26 TWh de eletricidade FER até 2020, em comparação com o ano de 2002. Já se sabe que a capacidade instalada de FER teve um aumento de 5 TW, de 2002 a 2011 (até antes da inclusão do comércio norueguês) (IRENA, 2018), como se observa na figura 4.8, com grande contributo dos certificados verdes (IEA, 2018).

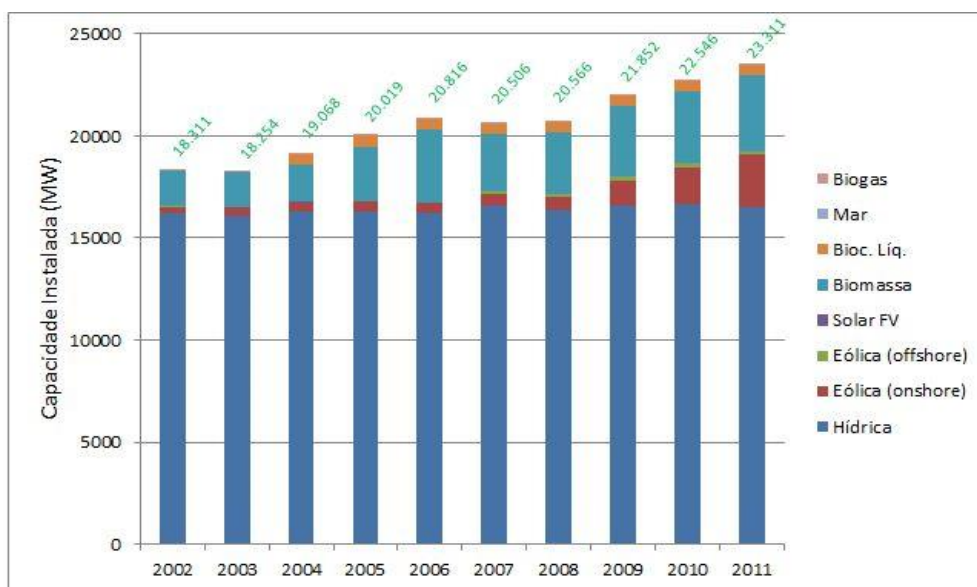


Figura 4.8 – Desenvolvimento da potência instalada de FER na Suécia
(Adaptado de IRENA, 2018)

Desde o dia 01 de Janeiro de 2012 que a Suécia e a Noruega têm um comércio em comum de certificados verdes, negociados na bolsa Nord Pool Spot, que se estenderá até ao final de 2035, segundo acordo firmado entre os dois países (*Energimyndigheten*, 2018).

Sobre as Obrigações de Quotas

A procura dos certificados é criada pelas obrigações de quotas, em que os fornecedores e alguns consumidores têm a obrigação de comprar certa percentagem de sua venda ou consumo de energia elétrica a partir de ER ou certificados verdes.

As quotas têm o objetivo de criar uma taxa que ajude a expandir as ER para o cumprimento das metas de 2020. Na Suécia, são definidas em lei de 2003 a 2035, e na Noruega de 2012 a 2035. Porém, as quotas devem ser ajustadas se os valores de consumo se desviarem das metas previstas (*Energimyndigheten*, 2018).

Como Funciona o Certificado

A seguir serão descritas as seis principais etapas da metodologia de funcionamento deste mecanismo, ilustrado na figura 4.9 (*Energimyndigheten*, 2018):

1. Os produtores de energia elétrica recebem um certificado em formato eletrônico para cada MWh de energia produzida a partir de FER, por um período máximo de 15 anos, podendo ser prorrogável num período que não exceda o ano de 2035, ano em que o mecanismo está programado para ser finalizado.
2. Os produtores de energia elétrica são livres para negociar seus certificados, o que podem fazer na Nord Pool.
3. Os certificados também podem ser negociados em mercado aberto, tanto os suecos quanto os noruegueses, e o seu valor determinado conforme a oferta e procura, entre os compradores e os vendedores.
4. Os compradores podem ser noruegueses ou suecos que possuam obrigações de quotas, os quais são obrigados a possuir estes certificados conforme a venda ou uso de energia elétrica de origem não renovável. As obrigações de consumo são criadas por leis independentes em cada país e devem ser cumpridas anualmente.
5. Se o comprador é um fornecedor, ele insere os custos dos certificados nas faturas de energia dos consumidores e estes por sua vez contribuem para a expansão das ER, tanto na Suécia como na Noruega.
6. Os certificados têm a duração de um ano e devem ser apresentados às autoridades suecas e norueguesas competentes para o controlo das metas a serem cumpridas. Assim, cria-se uma procura constante dos certificados, consonantes com o aumento do consumo de energia elétrica.

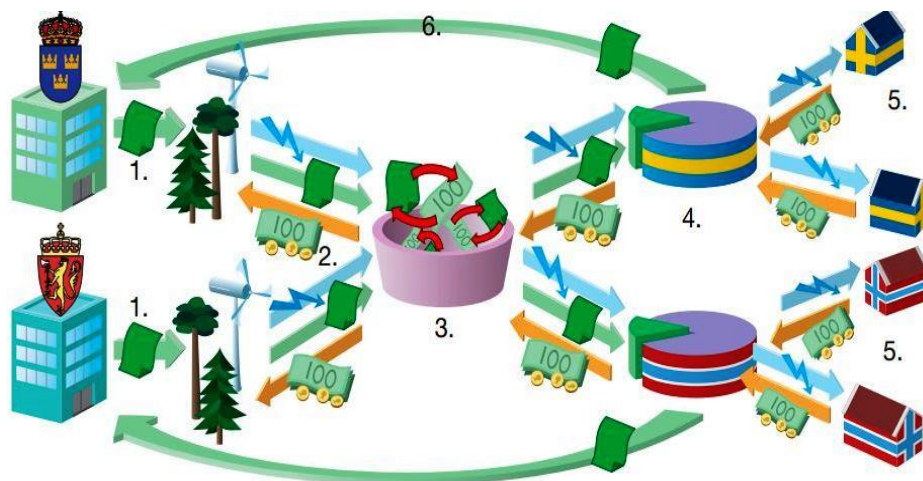


Figura 4.9 - Funcionamento do mecanismo de certificado verde na Suécia e Noruega
(Energimyndigheten, 2018)

4.3 Noruega

A Noruega tem um histórico de preocupações com questões ambientais e tem um amplo apoio da sociedade e da classe política. Desta forma, este país comprometeu-se em reduzir em 30% as emissões até 2020, uma meta ambiciosa de 40% para 2030, e reduzir as emissões em níveis bastantes baixos, entre 80% a 90%, até 2050. Todos esses índices são referidos aos níveis de 1990 (Enova, 2017). Com 98% da produção elétrica de origem FER (*Ministry of Petroleum and Energy of Norway*, 2016), a Noruega beneficia dos seus recursos hídricos, que lhe dão vantagens naturais no combate às emissões de GEE. Apesar de possuir reservas consideráveis de combustíveis fósseis, isso não impede de promover políticas que incentivem a redução do consumo de combustíveis fósseis, como é o caso das taxas sobre o CO₂ e o mecanismo dos certificados verdes, implementado em parceria com a Suécia. Atualmente, lançou o desafio de cumprir uma meta de 67,5% (IEA, 2018) de energia elétrica a partir de FER, no consumo bruto final de energia até 2020, sob a jurisdição da Diretiva 2009/28/EC.

4.3.1 Taxas de CO₂

A Noruega adota o princípio do poluidor-pagador na aplicação dos impostos sobre o carbono, e mais de 80% das emissões de GEE estão cobertas por impostos (*CO₂ Tax Act*) ou pelo sistema de comércio de emissões, o *Emissions Trading System* (ETS) da UE (IEA, 2018).

As taxas de tributação, que são anualmente variáveis (tabela 4.4), sobre os combustíveis fósseis, são uma das mais altas do mundo. Por exemplo, o total de impostos sobre os combustíveis dos veículos somado com os impostos de utilização das vias, no ano de 2017, correspondeu

entre 1900 a 2700 NOK/tCO₂eq, assim também como um imposto de 1.050 NOK/tCO₂eq para o gasóleo (*energifaktanorge*, 2017).

Apesar de ser uma política bastante utilizada para promover as ER, a aplicação do imposto sobre o carbono pode não ser tão eficaz se não for utilizado em conjunto com outros mecanismos, como mostra a figura 4.10, onde entre 1991 até 2010 houve um aumento em mais de 80% na emissão de CO₂ (*The Global Economy and The World Bank*, 2018).

Tabela 4.4 - Taxas de tributações - 2017 e 2018 (*Norwegian Ministry of Finance*, 2018)

Tipo da Taxa de CO ₂	2017	2018
Petróleo (NOK/l)	1,04	1,16
Combustível de Aviação Doméstica (NOK/l)	1,10	1,28
Gás Natural (NOK/m ³)	0,90	1,00
Gás Natural emitido por atividade Petrolífera (NOK/m ³)	7,16	7,30

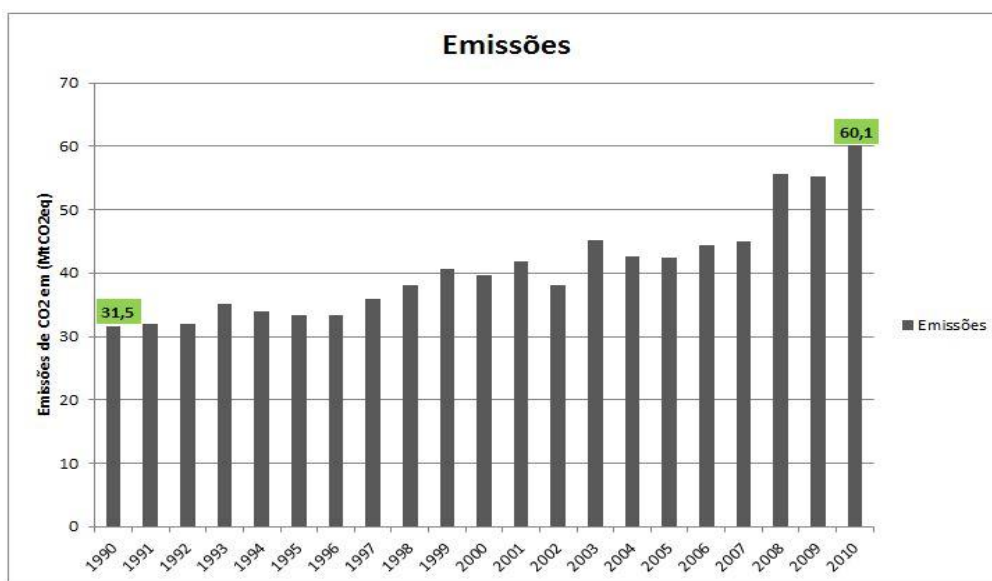


Figura 4.10 - Emissões de CO₂ na Noruega
(Adapado de *The Global Economy e The World Bank*, 2018)

Em 2017, a *Enova* (uma empresa estatal norueguesa) apoiou projetos que devem render cerca de 310 mil tCO₂eq por ano e que têm como principal objetivo reduzir as emissões de GEE em até 41% do valor de 750 mil tCO₂eq, contribuindo para o cumprimento do acordo climático de 2030 (*Enova*, 2017).

4.3.2 Apoios às Eólicas

Wind Power Production Support

Um dos primeiros esquemas para a promoção da energia eólica foi o *Wind Power Production Support*, introduzido em 1999. Este regime tinha como objetivo apoiar a produção de energia eólica com descontos até 50% nos impostos sobre a energia elétrica.

Em 2001, o imposto sobre o consumo da eletricidade era de 0,113 NOK/kWh. Porém, a energia eólica tinha um subsídio de 0,093 NOK/kWh. Em 2002, o imposto sobre a eletricidade era de 0,093 NOK/kWh e o subsídio era de 0,0465 NOK/kWh. Entretanto, este apoio foi finalizado em 2003, sendo substituído pelo esquema dos certificados verdes (IEA, 2018).

Investimentos na Década de 2000

Durante o período entre 2000 a 2010, a Noruega fez investimentos moderados para promover a energia eólica, abrindo um comércio para o capital holandês na instalação de parques eólicos para se chegar às metas de energia elétrica de fonte eólica pré-determinada pelo parlamento norueguês em 3 TWh. Entretanto, não se chegou aos resultados esperados devido aos custos elevados dos projetos e ao baixo valor da energia. Nesse período foi criada a empresa estatal Enova, que tem como meta o gerenciamento de capitais para investimento em soluções ambientais e climáticas que visam principalmente as alterações climáticas e promoção das ER (Enova, 2014).

Presente e Futuro

A produção de energia de eólica foi de 2,111 GWh em 2016, para uma capacidade instalada de 881 MW (figura 4.11) (IRENA, 2018). Em 2016, a capacidade instalada de energia eólica manteve-se na Noruega. Porém, as decisões tomadas naquele ano sugerem um investimento na ordem de 1700 MW a mais na capacidade instalada de energia eólica até ao final de 2020, em conjunto com a Suécia e com o apoio do mecanismo dos certificados verdes (IEA Wind, 2018).

Os investimentos mais recentes no fornecimento de eletricidade correspondem a um valor de NOK 40 mil milhões (algo em torno de 4187 M€)², favorecido principalmente pelo desenvolvimento de parques eólicos ainda no primeiro trimestre de 2018, chegando a ser 15% maior do que os investimentos totais de 2017 (figura 4.12) (Statistic Norway, 2018).

² Cotação realizada em 17/09/2018 através da plataforma “The money converter.com”, disponível em: <https://themoneyconverter.com/EUR/NOK.aspx?amount=1>.

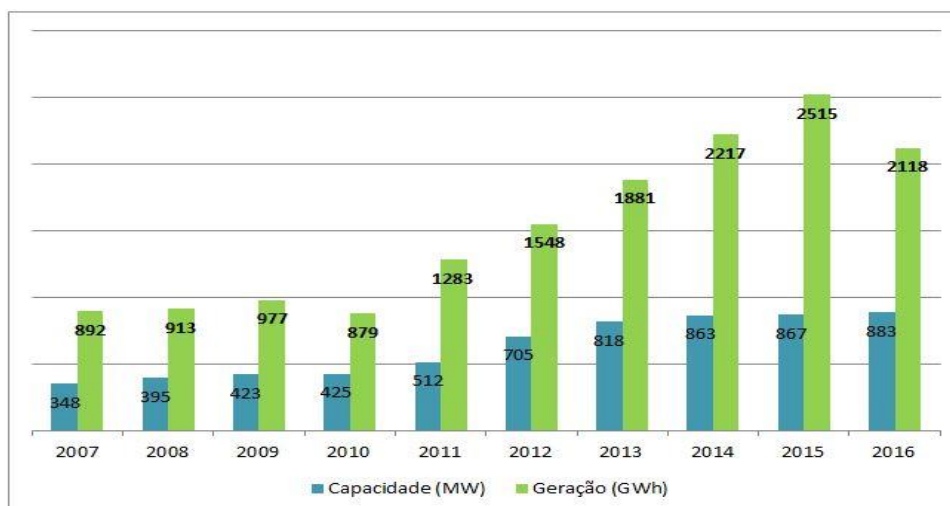


Figura 4.11 - Geração de energia elétrica e capacidade instalada das eólicas na Noruega (Adaptado de IRENA, 2018)

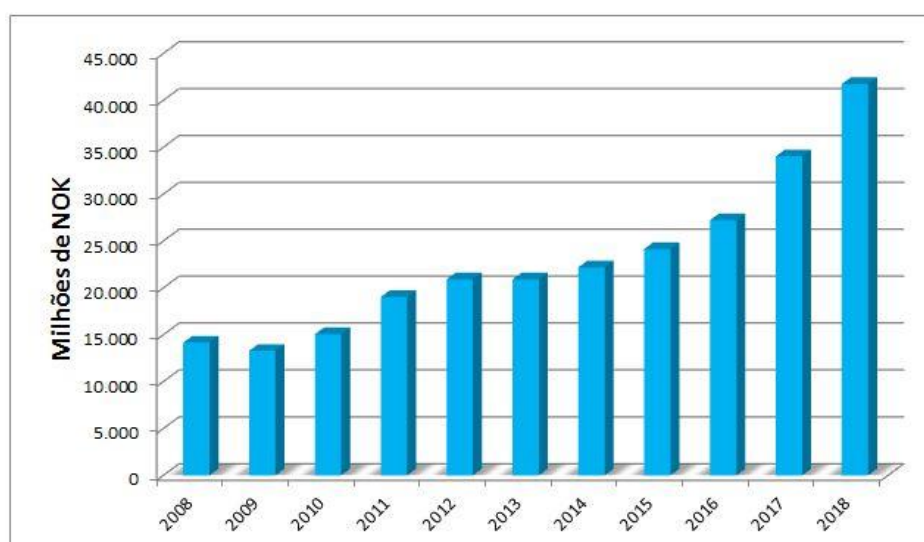


Figura 4.12 – Estimativas de investimentos para energia, gas e calor no segundo semestre de cada ano³ (Statistic Norway, 2018)

Estima-se que para 2019 os investimentos continuem a crescer e devam atingir pelo menos mais 30%, comparados com os investimentos do ano de 2018. Alguns desses investimentos farão parte da instalação de novos empreendimentos eólicos. Todavia, deverão ter uma redução até 16% nos investimentos de transporte e distribuição para o mesmo ano, em relação a 2018 (Statistic Norway, 2018).

³ Os dados completos estão disponíveis no endereço: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/growth-in-total-investments-in-2018-due-to-wind-farm-development>.

4.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi analisada a promoção das ER no Reino Unido, Suécia e Noruega através das principais políticas e mecanismos adotados por cada país. Notou-se que a Suécia e a Noruega dispõem de grandes capacidades naturais de FER, principalmente hídrica e eólica, o que os deixa em vantagem para cumprir as metas estabelecidas pela Diretiva 2009/28/CE. Contudo, a Suécia e a Noruega, apesar de possuírem grandes reservas de petróleo, vêm desempenhando um papel importante no desenvolvimento das ER, com políticas voltadas para a eficiência, a produção e o desenvolvimento de tecnologias FER, além de uma consciencialização contínua da sociedade.

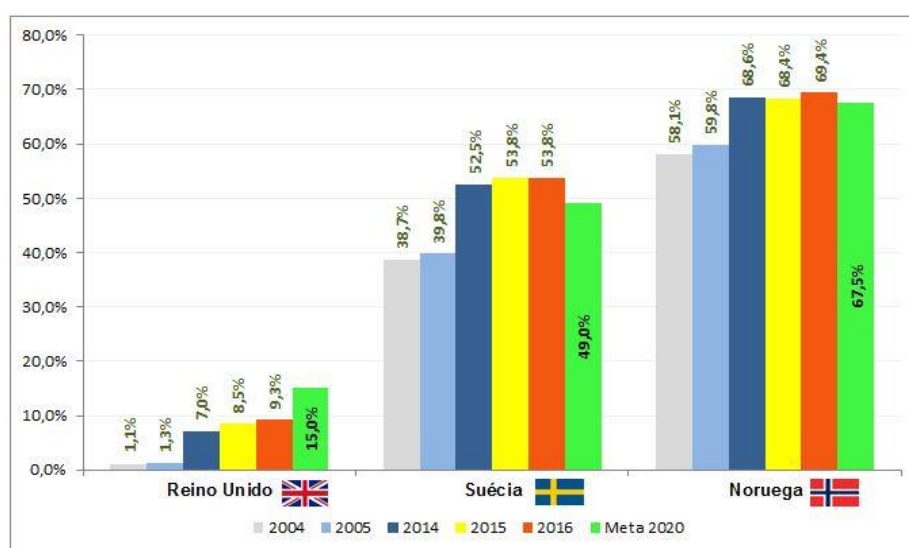


Figura 4.13 - Evolução das metas para as FER do Reino Unido, Suécia e Noruega⁴ (EUROSTAT, 2018)

A Suécia e a Noruega mantêm em conjunto o mecanismo dos certificados verdes e quotas obrigatórias, como principal esquema de promoção às ER, e apesar de ser um desafio na integração comercial (inclusive com a possibilidade de se estender para outros países através do Nord Pool), estes dois países têm obtido sucesso no alcance das metas pré-acordadas pela Diretiva europeia, ultrapassando-as até (figura 4.13).

Em contrapartida, o Reino Unido, apesar de ter modernizado o seu comércio de energia elétrica através da reforma EMR, a inclusão do esquema CFD e a manutenção das FiT para pequenos produtores e consumidores, ainda encontra algumas dificuldades em definir uma política que faça com que o Reino Unido torne mais competitivas as ER face à energia fóssil, e atingir, em relação aos índices de 1990, os 15% do consumo bruto total de ER até 2020.

⁴ O dado de 2005 para a Noruega está disponível no endereço: <https://www.ssb.no/226241/the-overall-renewable-energy-share-for-norway-and-the-transport-target-annual-figures>.

5 Mecanismos Aplicados nos Países da Europa Central

Neste capítulo serão descritas as principais políticas implementadas na Alemanha, França e Holanda, que deram apoio ao desenvolvimento das FER nestes países.

5.1 Alemanha

Sendo uma das cinco maiores economias do mundo (FMI, 2018), a Alemanha tem-se preocupado em manter o crescimento económico com a introdução da produção de energia limpa. Mesmo não sendo o país da UE com maior quantidade de centrais nucleares instaladas, oito em funcionamento em 2016, responsáveis por 13% da energia total produzida (AIEA, 2017), a Alemanha tem-se pautado em substituir todas as centrais nucleares por FER até o final de 2022, motivada principalmente pelo acidente ocorrido em Fukushima no Japão, em 2011 (IEA, 2013). Para isso, o governo tem criado programas para promover as ER através de mecanismos e leis que se tornaram modelos para muitos países, como a *Feed-in-Law* (*Stromeinspeisungsetz*) e a Lei das Energias Renováveis.

5.1.1 Lei da Energia Elétrica *Feed-in* (*Stromeinspeisungsetz* – *StrEG* 1991)

A *Feed-in-law* (Lei da eletricidade), foi assinada em 7 de dezembro de 1990, entrando em vigor em 1 de janeiro de 1991, e foi um dos primeiros mecanismos utilizados como apoio às ER (IEA, 2013). Teve como principal objetivo a regular a compra e o reembolso da energia elétrica gerada exclusivamente por FER, nomeadamente a hídrica, eólica, solar, gás de aterro sanitário, gás de águas residuais ou biomassa (BMU, 2018). A falha que se evidencia neste mecanismo consiste na inexistência de um fundo de reserva para financiamento das tarifas, o que

obrigava ao suporte direto pelo produtor e cliente. Os prémios pagos eram calculados anualmente como uma percentagem das receitas médias específicas para toda a energia elétrica vendida através da rede pública do ano anterior (tabela 5.1). As empresas de serviços públicos eram obrigadas a pagar para os produtores de energia elétrica, conforme estabelecida pelas regras da StrEG (IEA, 2013).

Tabela 5.1 - Taxa sobre as médias das receitas específicas para tecnologias FER pelas regras da StrEG (IEA, 2013)

FER – Tipo	Taxa sobre a média das Receitas Específicas
Eólica e Solar FV	90%
Hidrelétrica, biomassa e biogas <500 kW	75% a 80%
Hidrelétrica, biomassa e biogas >500 kW e <5 MW	65%

A StrEG foi considerada uma força motriz para a expansão da energia eólica na Alemanha durante a década de 1990 (IEA, 2013). Este mecanismo assegurou uma verdadeira mobilização de baixo para cima, em que pequenos produtores, cooperativas de energia e comunidades pudessem investir na implantação de aerogeradores de pequena e média capacidade, garantindo uma Taxa Interna de Rentabilidade em que os valores de retorno do investimento eram maiores do que os valores das despesas, sendo assim aceitáveis para o produtor investir (F. Nkomo, 2018).

É importante salientar que a StrEG abriu caminho para investimentos em infraestruturas de FER, numa época em que havia muita incerteza e desconfiança da viabilidade comercial das ER. Porém, houve o aumento da confiança do investidor neste tipo de empreendimento, pois as provisões descritas em lei e o acesso mais em conta para os financiamentos reduziram os riscos de se investir em novos projetos (Nkomo, 2018).

Alguns apoios financeiros foram lançados em conjunto com a StrEG, como o financiamento de empreendimentos por bancos estatais, subsídios financeiros para construção e baixas taxas de juros para a instalação de novos aerogeradores (Nkomo, 2018).

No entanto, as tarifas de prémios foram reduzidas após 1996, devido principalmente à diminuição gradual da arrecadação do imposto sobre o carvão (*Kohlepfennig*) (IEA, 2013), que foi deixando de ser cobrado, e à liberalização do comércio de energia (ainda em 1998), que favoreceu uma concorrência e posteriormente a queda dos preços da energia elétrica. Também houve, entre 1999 a 2003, uma taxa ecológica que era cobrada sobre a energia elétrica (alguns centavos por kWh), gerada por fontes fósseis, o que acabou por influenciar o consumo de energia elétrica (Gerhardt, 2016).

Em 1998, houve uma alteração na lei e um “*double-cap*” (que é um limite duplo na taxa variável) na StrEG, limitando a quantidade de energia que deveria ser remunerada de acordo com as novas regras. Os fornecedores regionais apenas eram obrigados a comprar uma parcela máxima de 5% da oferta total da ER produzida, limitada em 10% para novos fornecedores. Esta limitação criou barreiras para a implementação de novos aerogeradores, que em conjunto com a redução das FiP levou a que muitos pequenos produtores se retirassem do comércio de energia. Contudo, um novo esquema foi implementado: a Lei das ER (*Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG*), baseada nos mesmos princípios da StrEG, mas sem os limites de produção e compra de energia elétrica (IEA, 2013).

5.1.2 Lei das Energias Renováveis de 2000 (*Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2000*)

A lei das Energias Renováveis (*Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG*), ou simplesmente EEG-2000, implementada em 29 de Março de 2000, teve como um dos principais objetivos substituir a lei anterior, a StrEG (IEA, 2013).

Desde que a StrEG indexou a taxa de remuneração da ER ao preço médio da eletricidade, a rentabilidade de muitos projetos decaíu com o resultado da baixa dos preços da energia, reduzindo a confiança dos fornecedores para se investir em ER. Quando a EEG-2000 foi implementada, a taxa foi muito mais vinculada que a taxa da StrEG e baseou-se numa FiT fixa, tecnológica e de forma regressiva, atraindo desta maneira novos investidores (F. Nkomo, 2018).

As tarifas foram então definidas individualmente para cada tecnologia, baseadas no custo real de produção para uma central FER onde, individualmente, teriam um nível de remuneração permanentemente fixa por mais de 20 anos, à exceção da energia eólica, pois existiria para esta um limite de pagamento, sendo posteriormente reduzida a sua remuneração. A EEG-2000 estipulou algumas ações, como a redução de 5% ao ano para taxas de remuneração para eletricidade a partir de fonte solar FV. Além disso, foram introduzidos limites de potência para solar FV, eólica e biomassas (Tabela 5.2) (IEA, 2013).

Tabela 5.2 - *Feed-in* para diferentes tecnologias FER com taxas degressivas anuais
(Adaptado de IEA, 2013 e EEG-2000)

FER	FiT (€/kWh)	Taxas degressivas anuais ⁵
Eólica	0,0619 a 0,091	-1,5%
Fotovoltaica ⁶	2001 0,506	-5%
	2002 0,481	
Hídrica	0,0767	-
Biomassa	0,087 a 0,1023	-1%
Geotérmica	0,0716 e 0,0895	-

Lei EEG-2004

A EEG-2004 entrou em vigor a partir de 01 de agosto de 2004, substituindo a lei anterior e ampliando a capacidade instalada das FER e o fornecimento bruto total de energia para 12,5% em 2010, e pelo menos 20% em 2020, acima do acordado com a UE. As taxas foram definidas para serem reduzidas anualmente para que fosse incentivada a inovação e o aparecimento de novas tecnologias (BMU, 2004).

Com a entrada em vigor da EEG-2004, houve algumas modificações nas antigas tarifas e incluídas outras, como especificadas na tabela 5.3. Esta lei ampliou os prémios para praticamente todas as FER, no caso dos projetos obedecerem a critérios pré-estabelecidos, como por exemplo, as grandes hidrelétricas (capacidades acima de 5 MW), que para participarem no programa FiT deveriam ter as suas centrais modernizadas e ampliadas em pelo menos 15% da produção (IEA, 2013).

Alteração à Lei EEG-2009

A alteração à Lei EEG-2009, que entrou em vigor em 01 de janeiro de 2009, levou a modificações na maioria das taxas para as FER, assim como nas taxas decrescentes anuais. Mas o que deve ser destacado são as inclusões das FiP para o aumento das potências instaladas nas centrais eólicas *onshore* e *offshore*, que contribuíram para o aumento das instalações de energia eólica em todo o país, conforme pode ser visto na figura 5.1. Para a solar FV houve uma redução nas tarifas. Porém, houve diferença para as pequenas instalações de auto-consumo de até 1 MW de potência (IEA, 2013).

⁵ Reduzidos a partir de 2002 (EIA, 2013).

⁶ Com limites de capacidade instalada em 350 MWp, limites esses excedidos em 2003, mas aumentados para 1000 MWp em 2002 - *Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG* (Bundesanzeiger Verlag, 2018).

Tabela 5.3 - Taxas *Feed-in* para geotérmica e hídrica estipulados na EEG-2004 (IEA, 2013)

FER – Capacidade Instalada		FiT (€/kWh)	Máxima Duração do Contrato
Geotérmicas	≤5MW	0,15	20 Anos
	≤10MW	0,14	
	≤20MW	0,0895	
	>20MW	0,0716	
Hídricas	≤500kW	0,0967	Até 30 anos
	500kW a 5MW	0,665	Até 15
	5MW a 150MW	-	
FER Offshore		0,6619 + FIP	Até 12 anos

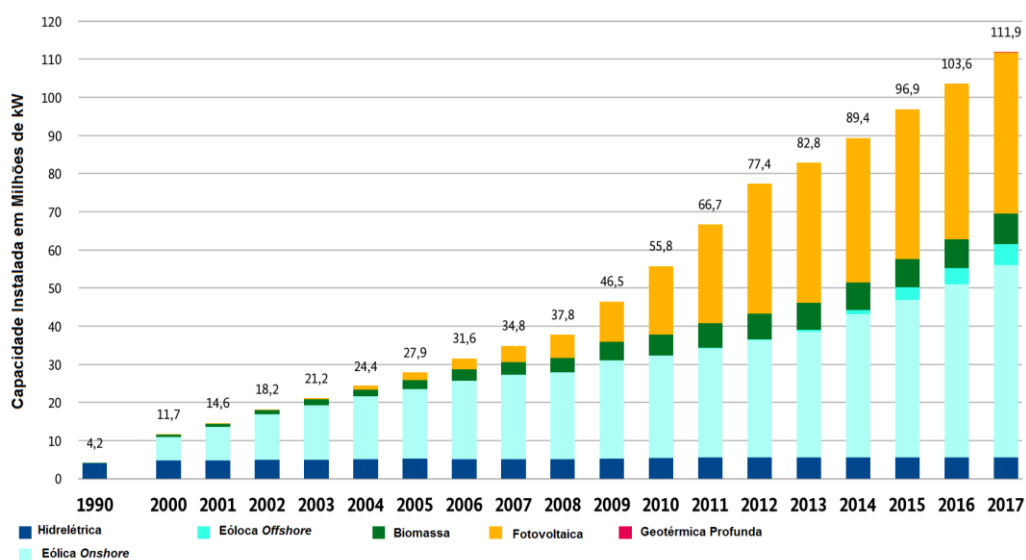


Figura 5.1 - Desenvolvimento das capacidade instalada de FER na Alemanha (BMW, 2018)

Alteração à Lei EEG-2012

Esta alteração entrou em vigor em 01 de janeiro de 2012, e alguns dos critérios adotados tiveram em conta os acidentes ocorridos no Japão, na Central Nuclear de Fukushima em 2011. Entre estes critérios estão a diminuição da dependência da energia nuclear e a sua eliminação por completo até o ano de 2022. Novas metas foram propostas internamente para alcançar patamares mais ambiciosos nas quotas de ER no consumo bruto de energia elétrica, concretamente 35% até 2020, 50% até 2030, 65% até 2040 e 80% até 2050 (IRENA, 2018).

Entre as medidas para impulsionar ainda mais o crescimento das ER na Alemanha, foram elaborados alguns mecanismos, tais como:

- Uma tarifa prêmio para todas as FER, de maneira opcional, exceto para o biogás, que a partir de 2014 se tornou obrigatório.
- Uma tarifa prêmio de flexibilidade para novas instalações de biogás.
- Um desconto compensatório para as empresas que gerem pelo menos 50% de energia elétrica a partir de FER.
- Inclusão de solar FV nas FiT.
- Inclusão de outros instrumentos de apoio, fora da EEG-2012 (o Programa de Energia e Clima, a Estratégia Alemã para Mudanças Climáticas, o Plano de Eliminação Nuclear e a Eco-taxa, são alguns dos exemplos) (IEA, 2013).

Alteração à Lei EEG-2014

A alteração de 2014, que entrou em vigor em agosto, fixou os chamados corredores de expansão de tecnologia FER em 2,5 GW para a energia eólica *onshore* até 2020, enquanto que para a *offshore* foram fixados valores entre 6,5 GW e 7,7 GW até 2020. Também houve a expansão da solar FV (2,5 GW de adições líquidas) e da biomassa (100 MW) (IEA, 2015).

Uma novidade nesta alteração foi o Marketing Direto Obrigatório, onde os operadores eram obrigados a comercializar a energia elétrica de forma direta, através de um comerciante ou de forma independente, pelo Marketing Direto Subsidiado (o qual recebe uma tarifa prêmio de comércio - FiP) ou através do Marketing Direto sem receber qualquer tipo de subsídio (IEA, 2015).

Alteração à Lei EEG-2017

A alteração à Lei EEG-2017 entrou em vigor em 01 de janeiro de 2017 e já introduziu outros mecanismos, como o concurso para centrais eólicas *onshore* e *offshore*, biomassa e fotovoltaica. As FiT deverão ser substituídas por leilões como forma de orientar os preços no comércio, que serão organizados e monitorizados pela Agência Federal de Redes da Alemanha, através de regras pré-definidas, como mostra a tabela 5.4 (*Bundesnetzagentur*, 2018).

Tabela 5.4 - Resumo da Emenda da EEG-2017
(IEA, 2017)

FER	Concursos por Capacidades	Regras Específicas para o concurso de tecnologias FER
Eólica <i>Onshore</i>	<ul style="list-style-type: none"> • 2,8 GW/ano até 2019 • 2,9 GW/ano até 2020 	<ul style="list-style-type: none"> • 1º Concurso em Maio de 2017. • 3 a 4 Concursos por ano. • Preço limite de €0,07/kWh. • É exigida uma autorização mínima de 3 semanas antes das negociações do leilão.
Eólica <i>Offshore</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Total de 15 GW para 2030 • 3,1 GW entre 2015 e 2025 • 4,2 GW entre 2026 e 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • Dois primeiros concursos para 2017/2018 para projetos existentes. • Concursos para novos projetos em 2021 para serem comissionados em 2026. • Preço limite para concursos 2017/2018 de €0,12/kWh. • Limite de preço é determinado pelo preço de oferta mais baixo.
Solar FV	<ul style="list-style-type: none"> • 0,6 GW por ano a partir de 2017 	<ul style="list-style-type: none"> • Primeiro concurso em fevereiro de 2017. • 3 Concursos por ano. • Preço limite de €0,891/kWh. • Aberto para projetos até 10 MW; para outros projetos até 750 kW.
Biomassa	<ul style="list-style-type: none"> • 150 MW entre 2017 e 2019 • 200 MW entre 2020 e 2022 	<ul style="list-style-type: none"> • Primeiro concurso em setembro de 2017. • 1 concurso por ano. • Preço limite de venda de €0,14/kWh + taxa de degressão de 1% ao ano a começar em 2018. • É exigida uma autorização mínima de 3 semanas antes de iniciar as negociações de Leilão.

Nesta alteração também houve o aumento da previsão de energia a partir de FER no consumo total bruto total entre 40% a 45% até 2025, 55% a 65% até 2035 e o mínimo de 80% até 2050, este último mantido como na alteração de 2014 (IEA, 2017).

Os apoiantes dos esquemas de remuneração baseado em leilões afirmam que estes mecanismos levam à descoberta de preços reais e diminuem os custos para o consumidor. Porém, os

críticos deste sistema argumentam que a mudança do mecanismo *feed-in* para o esquema de leilões traz limitações, como o alto custo de transação e até mesmo a interrupção na evolução das FER na Alemanha (F. Nkomo, 2018), principalmente para o setor eólico (figura 5.2) (BMW, 2018). Os céticos afirmam que este tipo de mecanismo poderá impedir que o país cumpra os objetivos, nomeadamente com a redução dos custos, a diversidade de *players* (que são os participantes dos leilões) e o alcance das metas autodeterminadas (F. Nkomo, 2018).

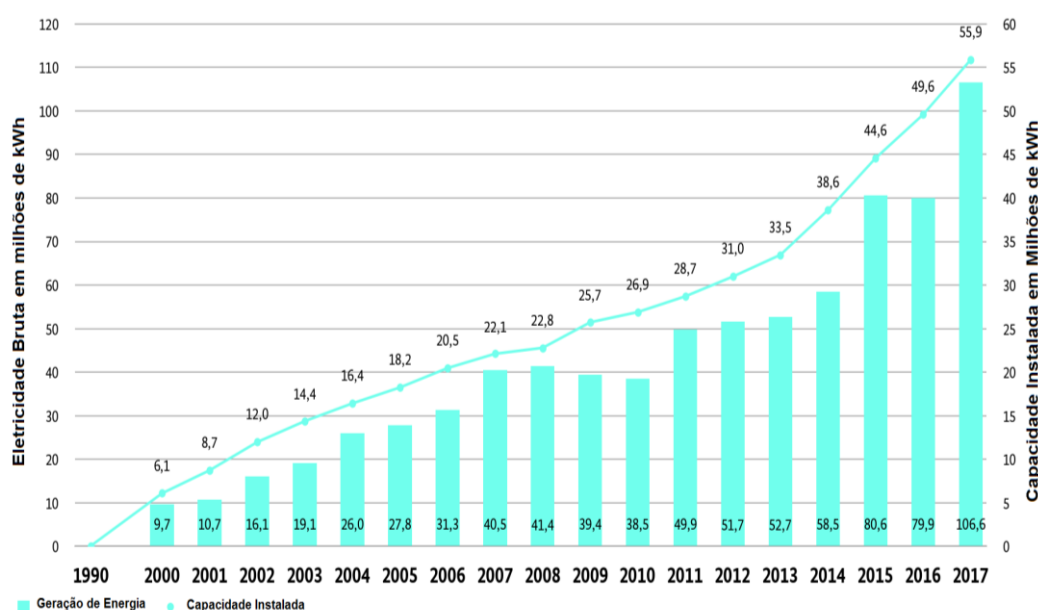


Figura 5.2 - Desenvolvimento da geração de energia eólica *onshore* e *offshore* na Alemanha (BMW, 2018)

5.2 França

A França pretende atingir uma quota de 23% de ER no consumo final bruto de energia até 2020 (EUROSTAT, 2017). Entretanto, como este país possui uma enorme dependência da energia nuclear na produção de energia elétrica bruta, com 72,8% em 2016 (AIEA, 2017), esta quota foi distribuída em setores energéticos, onde 27% de ER cabem ao setor elétrico, 33% ao arrefecimento e aquecimento e 10,5% ao setor dos transportes (IEA, 2017). Para atingir esta quota, o governo francês tem incentivado a produção de ER através de mecanismos, em que as tarifas *feed-in* têm protagonizado um papel importante e garantindo o aumento da capacidade instalada da energia eólica e solar FV.

5.2.1 Programa de Energia Eólica – EOLE 2005

Situando-se entre os países da Europa com maior potencial eólico, principalmente na região costeira (figura 5.3), a França lançou o Programa EOLE 2005 em 09 de fevereiro de

1996, para promover o desenvolvimento da energia eólica, através da iniciativa da *Electricité de France* (EDF), que tinha como meta obter propostas para projetos de implantação de parques eólicos (INERIS, 2016).

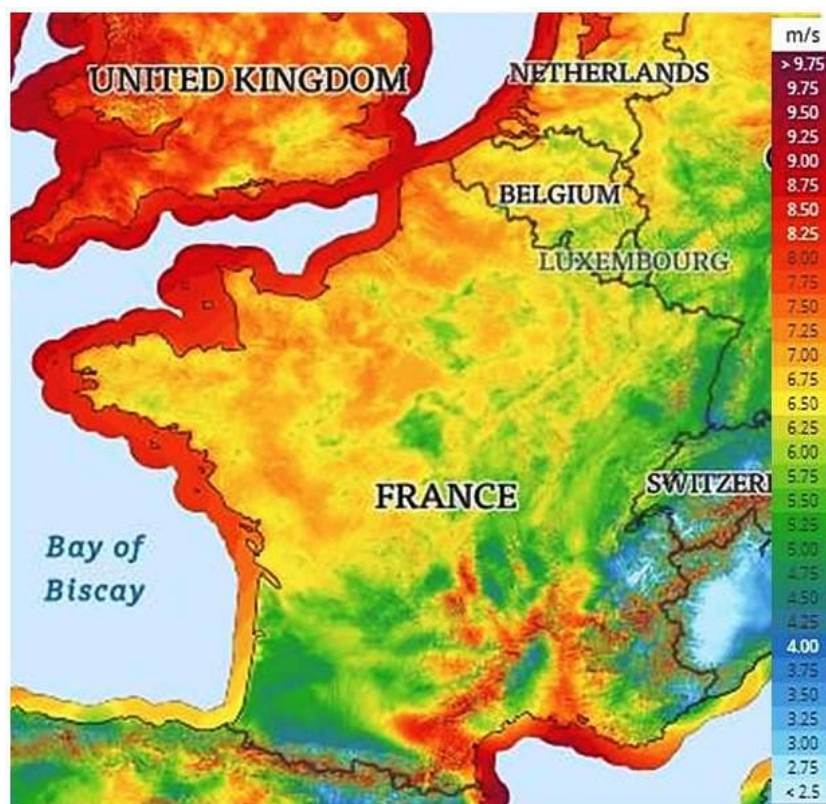


Figura 5.3 - Índice médio anual dos ventos em França (<https://globalwindatlas.info>, 2017)

O programa EOLE deveria aproveitar o grande potencial eólico que a França dispõe e desta forma atingir uma capacidade de instalação entre 250 e 500 MW até 2005. Entre 1997 e 1998, as propostas para a implantação de parques eólicos eram cuidadosamente avaliadas de acordo com critérios muito específicos, como a inovação tecnológica e a confiabilidade financeira de retorno (INERIS, 2016):

Entre 1996 e 1999 foram selecionados 55 projetos para Parques Eólicos, com a consequente instalação de 361 MW para a energia eólica *onshore* e 11,5 MW para a *offshore*. O programa foi finalizado em 2000 com a publicação da Lei de modernização e desenvolvimento do serviço público de eletricidade. Contudo, deixou 13 parques eólicos instalados, totalizando uma capacidade de 53 MW em plena utilização (Actu-Environnement.com, 2009).

A partir de 2002 foi implementada uma tarifa *feed-in* como apoio das eólicas em projetos até 12 MW, e em 2003 iniciaram-se os concursos de licitações para projetos eólicos *onshore* e *offshore* de capacidades instaladas superiores a 12 MW (Actu-Environnement.com, 2009), programas estes que deram um verdadeiro impulso na energia eólica em França até 2010, como se observa na figura 5.4.

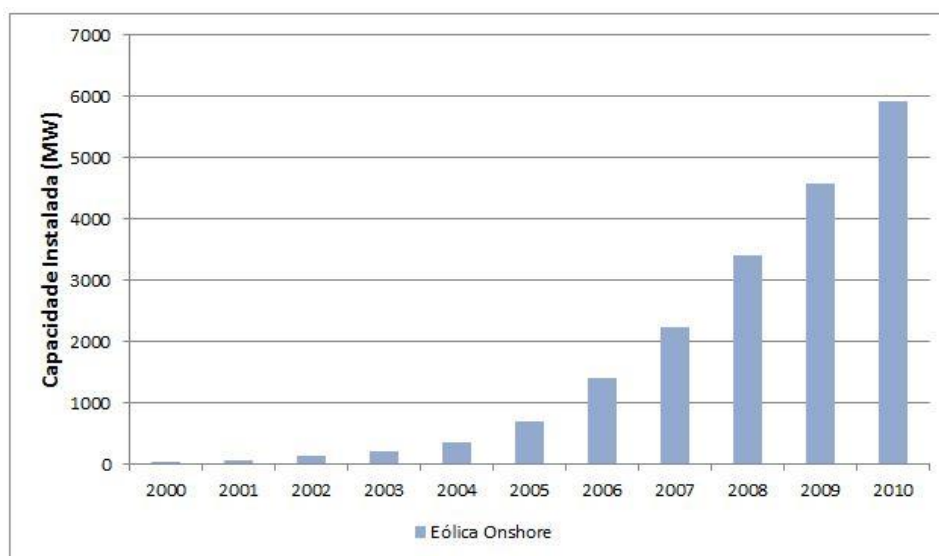


Figura 5.4 - Progresso na capacidade instalada eólica *onshore* em França de 2000 a 2010
(Adaptado de IRENA, 2018)

5.2.2 Lei da Eletricidade de 2000 e o Programa Plurianual de Investimentos (PPI)

A Lei 2000-108 de 10 de fevereiro de 2000, ou Lei da Modernização da Eletricidade, dispõe da compra obrigatória de eletricidade de FER com tarifas fixas. Também estipula um fundo participativo para a promoção das FER no território francês, além de determinar objetivos para alcançar as metas do Programa Plurianual de Investimentos (PPI) (*Legisfrance*, 2018). Esta lei estabelece tarifas *Feed-in* mais altas e um novo sistema de licitação para instalação de capacidade de ER. As tarifas tiveram revisões em 2001, 2002, 2003, 2007 e 2016 (IEA, 2017).

Já o Programa Plurianual de Investimentos é uma ferramenta política instituída pelo artigo 176 da Lei da Transição Energética que tem como objetivo principal a gestão eficiente de um *mix* energético, além de considerar estudos sobre impactos sociais, económicos e ambientais. O primeiro Programa que foi aprovado em 2016, que deve ser atualizado ainda em 2018 (*Ministère de l'Écologie*, 2018), divide o território metropolitano francês em zonas de atuação continental a ultramarina e já há previsão de atuar nos períodos de 2019 a 2023 e de 2024 a 2028, em que ocorrerá uma consulta pública. Até o dia 31 de dezembro de 2018, o Ministério da Transição e Solidariedade finalizará a versão deste PPI (CDE, 2018).

5.2.3 FiT para as Energias Renováveis

Na França, a eletricidade gerada a partir de FER vem sendo promovida principalmente por tarifas *Feed-in* e *Feed-in Premium*, bem como licitações para definição das Tarifas *Pre-*

miuns, além de várias políticas e programas que têm como objetivos o desenvolvimento, a instalação e a utilização de instalações FER, como os esquemas de certificação e investimentos em pesquisa e desenvolvimento (Res-Legal EU, 2018).

Os produtores de ER recebem uma tarifa fixa por kWh de eletricidade, produzida por um período pré-definido em lei, normalmente em anos, que pode ser paga pela *Electricité de France* (EDF) ou por outras distribuidoras de eletricidade (Corless *et al.*, 2012).

FiT - 2001

Estabelecidas pela Lei da Energia de 2000, as tarifas *Feed-in* de 2001 são utilizadas para compensações obrigatórias para instalações com menos de 12 MW (IEA, 2017), que tiveram inicialmente um papel fundamental na evolução das FER em França.

Entre as FER que tiveram destaque nesse primeiro momento de aplicação desse esquema, está a tecnologia eólica, na qual foram estipulados períodos de contratos entre 10 e 20 anos, determinados em lei, sendo também consideradas as condições de pagamento das tarifas por local, período de utilização e capacidade instalada. Outra tecnologia FER que pode ser destacada como determinante, devido à sua evolução para a continuação desse mecanismo de promoção, foi a solar FV, que também deveria obedecer a critérios, como pode ser observado na tabela 5.5. Poderiam ser pagos prémios para os contratos em questão, caso obedecessem aos critérios pré-determinados (IEA, 2017).

FiT - 2002

Em 2002, as tarifas tiveram modificações para se adaptarem às novas ofertas de produção, as quais tiveram um prazo fixo de 15 anos, exceto para a solar FV, onde foi considerado um período de 20 anos. Para poder participar do programa, a central não deveria possuir uma capacidade nominal acima de 15 MW (tabela 5.6) (IEA, 2017).

FiT - 2016

Em 2016, as eólicas *offshore* ganharam evidência no âmbito do Programa de Investimento para o Futuro ou como parte da Reserva de Novos Membros da CE (Res-Legal EU, 2018). Porém, para as eólicas *onshore* foi mantido o mecanismo *Feed-in* para sua promoção, com contratos de 10 anos, e para a geotérmica, para períodos de 15 a 20 anos (Tabela 5.7) (IEA, 2017).

Tabela 5.5 – Valores de *Feed-in* em França a partir de 2001 (IEA, 2017)

FER	FiT (€/kWh)	FiP (€/kWh)	Período (anos)
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> • 0,55 para os primeiros 5 anos; • 0,0838 após 5 anos; • 0,0541 após 10 anos para os primeiros 1500 MW instalados com degradação de 3,3% por ano. 	0,0838	15
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> • 0,40 nos primeiros 5 anos; • 0,061 após 5 anos ≤ 500 kW; • 0,360 após 5 anos > 500 kW. 	<ul style="list-style-type: none"> • 0,10 nos primeiros 5 anos; • 0,0152 após 5 anos. 	20
Solar FV	<ul style="list-style-type: none"> • 0,305 para os territórios ultramar; • 0,0155 no continente. 	0,046 para instalações conectadas diretamente à rede.	15 a 20

Tabela 5.6 - Valores das FiT em França para 2002 (IEA, 2017)

FER	FiT (€/kWh)	FiP (€/kWh)
Biomassa	0,049	0 a 0,12 conforme eficiência.
Geotérmica	0,0762	0 a 0,003 conforme eficiência.
Solar FV	<ul style="list-style-type: none"> • 0,305 Zonas Ultramar; • 0,152 para zona continental. 	

Tabela 5.7 - Valores das FiT em França a partir de 2016 (IEA, 2017)

FER	FiT (€/kWh)	FiP (€/kWh)	Período (anos)
Eólica <i>Onshore</i>	<ul style="list-style-type: none"> • 0,28 nos primeiros 5 anos com ajustes de 0,028 a 0,082 por ano a depender do local instalado. • Reajustes acima de 0,082 somente para instalações com utilização ≤ 2400 h/ano. 	-	10
Geotérmica	<ul style="list-style-type: none"> • 0,20 para o continente; • 0,13 para ultramar. 	0,03 por eficiência.	15 a 20

É importante realçar que estes esquemas tarifários levaram a um aumento sistemático das contribuições unitárias pela Contribuição ao Serviço Público de Eletricidade (CSPE), uma taxa criada para financiar as ER através das FiT. Com a crescente adesão de produtores ao mecanismo, os valores em questão passaram de 580 milhões de euros em 2009, para mais de 3,2 mil milhões de euros em 2013 levando a défices económicos por parte da EDF. Desta forma, o governo iniciou, a partir de 2010, a revisão e os cortes dos subsídios para evitar o *overshooting* (um movimento do mercado que ultrapassa o ponto de equilíbrio) das metas de implantação, principalmente na energia solar FV, onde os custos tecnológicos caíram rapidamente (IEA, 2017).

5.2.4 FiT para Energia Solar Fotovoltaica

Para aproveitar o potencial energético fotovoltaico da França (Figura 5.5), o governo Francês estimulou o desenvolvimento de projetos para solar FV com tarifas *Feed-in*, a partir de 2011, conforme a seguinte estrutura (IEA, 2017):

- FiT ajustadas a cada trimestre para instalações menores ou iguais a 100 kW de capacidade nominal instalada e licitações para instalações maiores que 100 kW.
- Nos casos das instalações maiores ou iguais a 50 MW de capacidade nominal instalada em área residencial, e 200 MW para zonas não residenciais, as FiT são reduzidas em 2,6% a cada trimestre.

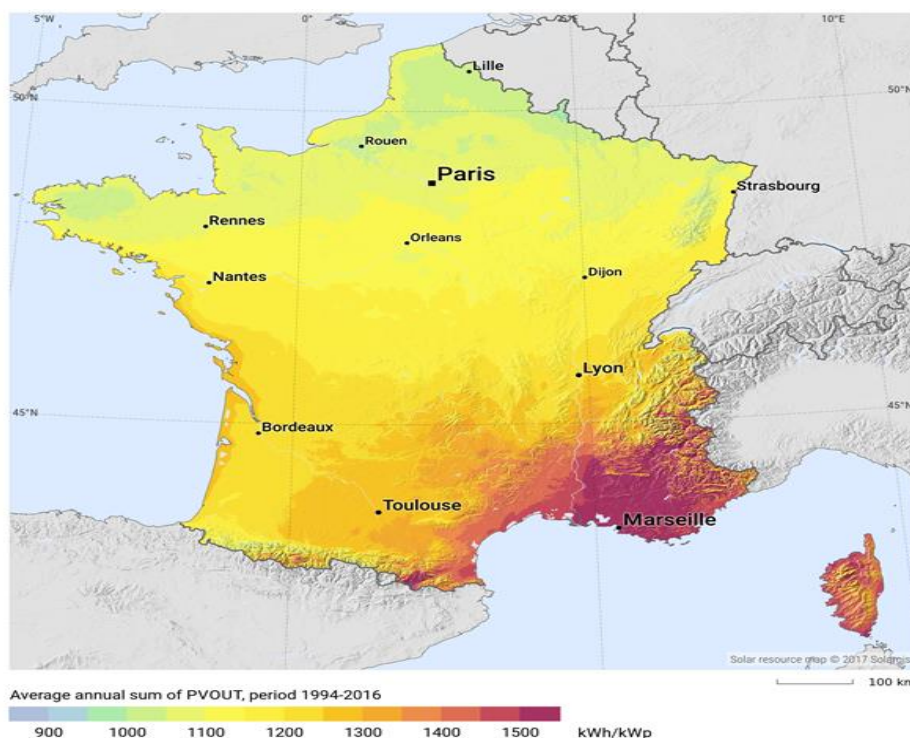


Figura 5.5 - Potencial Fotovoltaico anual em França para os anos 1994 a 2016 (SOLARGIS, 2018)

Desde julho de 2016 que o governo implementa tarifas para os Edifícios Integrados com sistema FV (PIFV), com capacidade nominal instalada menor ou igual a 9 kW. A FiT é igual a 0,246 €/kWh. Já para os sistemas PIFV simplificados, as tarifas variam entre 0,133 €/kW para solar FV até 36 kW, e 0,123 €/kW para solar FV entre 36 a 100 kW. Para projetos maiores que 100 kW, a partir de 30 de maio de 2016, só podem concorrer a FiT por meio de concurso de licitações (IEA, 2017).

Assim, com este tipo de mecanismo, a energia solar FV obteve um salto no seu desenvolvimento após 2010 (Figura 5.6), ocasionando custos excedentes para a EDF, obtendo défices na ordem de mil milhões de euros (IEA, 2017). Consequentemente, teve que ser revisto o plano tarifário FiT para a solar FV ainda em 2010, devido a um aumento sem precedentes de instalações solar FV. Esta situação ocorreu, principalmente, devido aos altos subsídios que atraíram mais projetos do que o país poderia suportar (Corless *et al.*, 2012).

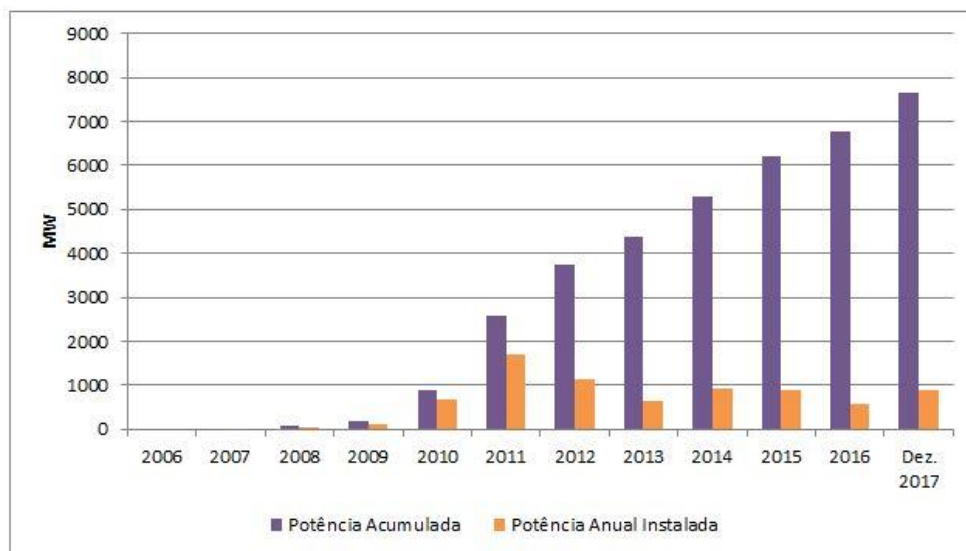


Figura 5.6 - Evolução da potência instalada solar fotovoltaica em França (Adaptado de RTE, 2018)

5.3 Holanda

Para atingir a meta de 14% de eletricidade de origem FER no consumo bruto total de energia elétrica (EUROSTAT, 2017), a Holanda tem mantido diversas formas de promover as FER, como serão descritas a seguir.

5.3.1 Esquema de Fundos Verdes

Esquema Fundos Verdes foi implementado em 1995 com o objetivo de financiar, a juros baixos e incentivos fiscais, projetos de empresas ambientalmente corretos, de acordo com a po-

lítica ambiental e o desenvolvimento tecnológico atualizado, aumentando a consciencialização social sobre as questões ecológicas (IEA, 2018). Os projetos foram divididos em nove categorias, salientando-se a que inclui as Energias Renováveis (MSHPE, 2010).

O Fundo Verde permite que os indivíduos façam investimentos num “Fundo Monetário Verde” através de instituições financeiras credenciadas pelo governo, denominadas de Intermediários Verdes. As taxas de retorno desse investimento são mais baixas do que a média dos demais investimentos, para que as instituições possam financiar projetos verdes a juros mais baixos (*Wood Land for Life*, 2011). Contudo, os investidores são compensados com abatimento em impostos sobre os capitais verdes, que podem chegar a 80% (MHSPE, 2010).

Os projetos devem receber um certificado verde do Ministério do Ambiente. Os projetos com certificados verdes são financiados até 75% do custo total do projeto e estão sujeitos aos mesmos exames económicos que os demais projetos (*Wood Land for Life*, 2011).

A figura 5.7 mostra como funciona o Esquema de Fundos Verdes através dos dois fluxos de interações. O Fluxo Processual consiste em vários procedimentos burocráticos utilizados pelas instituições financeiras e pelo governo (verificação de viabilidade e aprovação do projeto, emissão da certificação verde). O Fluxo de Investimento ou Capital, onde os indivíduos investem em Fundos Verdes, é utilizado para financiar a juros mais baixos, em até 75% dos custos totais, projetos que obtiveram a Certificação Verde (MHSPE, 2010).

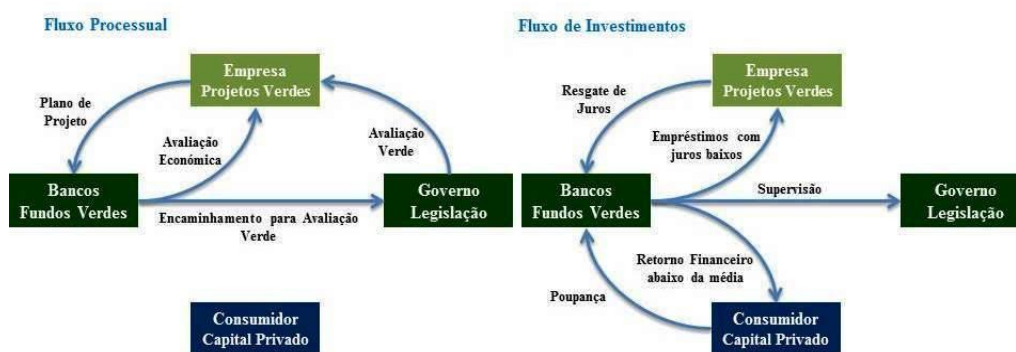


Figura 5.7 - Fluxograma de funcionamento dos Fundos Verdes holandeses
(Adaptado de *Ministry of Housing Spatial Planning and the Environment*, 2010)

Entre 1995 e 2009, o esquema de Fundos Verdes já havia investido cerca de 7,3 mil milhões de euros para um total de 6.066 projetos verdes. O projeto financiou um total de 1.184 projetos verdes sobre ER no período de 2005 a 2009, contabilizando 19,5% da quantidade total de projetos, que na sua maioria eram referentes às tecnologias solar FV e eólica (*Ministry of*

Housing, Spatial Planning and the Environment, 2010). E em 2017, de um total de 67 milhões de euros do Fundo Verde, 31% foram para financiar as FER (*Nationaal Groefonds*, 2018).

O esquema de Fundos Verdes foi de uma forma geral bem sucedido, por manter o empenhamento social e auxiliar uma série de projetos que contribuem para o melhoramento dos aspetos ambientais, assim como o desenvolvimento das ER. Porém, é importante realçar o aspeto negativo deste mecanismo, ao depender do entrosamento do sistema financeiro com o governo e o cidadão, assim como maior direcionamento para o empreendedor individual (*Wood Land for Life*, 2011).

5.3.2 Certificados Verdes

A seguir, será descrito como se deu a criação e o desenvolvimento dos certificados verdes na Holanda.

Green Label

Criado em 1998 pela lei da Eletricidade e substituído por Garantias de Origem (*Garanties van Oorsprong* - GvO) em 01 de janeiro de 2004, o esquema de certificados verdes ou *Green Labels*, como ficou conhecido na Holanda, teve como meta criar um sistema contabilístico para verificar se o consumo de energia elétrica a partir de FER era efetuado ou não, mesmo sem uma procura oficial estabelecida. Uma unidade de *Green Label* equivalia a uma meta de produção de 10 MWh (IEA, 2018).

Em janeiro de 1998, as empresas holandesas de distribuição de energia elétrica introduziram voluntariamente este sistema, onde haviam metas a serem cumpridas na produção de energia a partir de FER. Neste sistema, clientes e fornecedores que produzissem a sua própria “energia verde” poderiam receber o selo verde. Se a produção excedesse os limites obrigatórios, poderiam capitalizar a diferença, vendendo seus certificados e assim serem incentivados a produzir eletricidade renovável (Schaeffer et al, 1999).

Garantia de Origem (GvO)

Após a substituição do modelo de certificado antigo, entrou em vigor em 2004, através da previsão legal da Lei da Eletricidade de 1998, o certificado de Garantia de Origem (GvO), que tem como fundamento os seguintes itens (CertiQ, 2018):

- Provar que a energia é de origem renovável.
- Aplicar de forma correta o programa de certificação verde.
- Permitir que o produtor receba os subsídios.

As GvOs, também conhecidas como certificados, são emitidas e comercializadas eletronicamente, onde a conta é semelhante a uma conta bancária em *internet banking*. São creditadas na conta do produtor, que por sua vez pode utilizar como certificado de entrega de ER para os

consumidores, ou negociar na energia “cinza” (energia proveniente de não renovável) transformando-as em eletricidade “verde” (CertiQ, 2018).

Este mecanismo requer a participação ativa do consumidor, pois é a procura final por energia de origem renovável que estabelecerá o volume de GvOs emitidos. Em 2017, houve um aumento de 1,4 TWh em relação ao ano de 2016, totalizando cerca de 15,8 TWh de energia certificada, com destaque (na produção de eletricidade) para a energia de origem eólica e hídrica, como se pode observar na tabela 5.8, que compara o volume de certificado emitido em forma de energia nos anos de 2016 e 2017. A energia solar FV não teve muita expressão na produção de GvOs referentes ao volume de energia elétrica produzida. Entretanto, tem ocorrido uma evolução acentuada, de agosto de 2015 a junho de 2018, na emissão de GvOs (figura 5.8) (CertiQ, 2018).

Tabela 5.8 - Participantes do Esquema GvO de 2016 a 2017 (CertiQ, 2018)

FER	31-12-2017		31-12-2016	
	Nº de Projetos	Capacidade (GW)	Nº de Projetos	Capacidade (GW)
Biomassa	239	3.1	246	4,2
Hídrica	16	0,037	16	0,037
SFV	14.430	0,7	12.532	0,4
Eólica	1.195	4,2	1.141	4,2

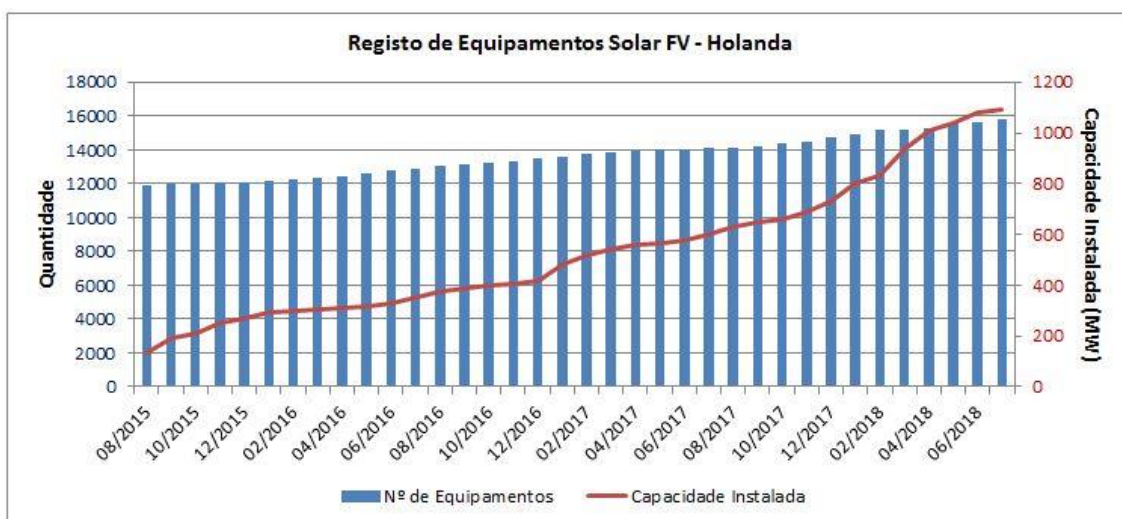


Figura 5.8 - Quantidade e capacidade total instalada de equipamento fotovoltaico na Holanda de Agosto de 2015 a Junho de 2018 (CertiQ, 2018)

5.3.3 Esquema para Produção de Energia Sustentável (*Stimulerende Duurzame Energie SDE+*)

Atualmente, a Holanda tem como principal esquema de promoção das ER o Programa SDE+, que entrou em vigor em 01 de Julho de 2011, e que se baseia no apoio ao comércio de ER sem considerar as diferenças tecnológicas envolvidas. As tecnologias competem entre si, com relação a um orçamento geral em vez de orçamentos específicos, que estimulam o gasto eficiente, a concorrência entre as tecnologias e a redução no custo do desdobramento tecnológico (IEA, 2014).

A SDE+ oferece segurança financeira a longo prazo, até 15 anos dependendo da tecnologia, cobrindo a componente não lucrativa do projeto, determinado pela inclusão de um valor básico na decisão de conceder o subsídio (RVO, 2018).

As FiT são atualizadas anualmente para acompanhar os preços do comércio, com subsídios que são reduzidos quando o preço da energia aumenta ou vice-versa. Porém, somente as FER mais rentáveis podem obter o subsídio (IEA, 2014).

O SDE+ abriu em fases, onde cada uma tem um valor máximo para ser subsidiado, que depende da tecnologia e do número máximo de energia bruta total produzida por ano acima da qual nenhum outro subsídio é pago. Há também a categoria livre, onde o produtor pode solicitar um subsídio abaixo do valor de base máximo para a tecnologia em questão, geralmente no patamar de um décimo de centimo de euros por quilowatt-hora (RVO, 2018).

A tabela 5.9 identifica os montantes investidos no Programa SDE+, de 2011 a 2016, e as principais modificações ocorridas nas regras de aplicação da tarifa *feed-in* neste período (IEA, 2018).

O programa tem até ao momento obtido resultados positivos na promoção das FER, principalmente na energia eólica, a qual tem um grande potencial de desenvolvimento *onshore* e *offshore*.

Tabela 5.9 - Investimentos totais anuais e principais modificações para o esquema SDE+ (IEA, 2018)

Ano	Investimento	Principais Regras/Alterações de alocação das FiT
2011	1500 M€	SDE+ substitui o SDE
2012	1700 M€	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento do número de fases de alocação de 4 para 6. • Abertura para ER para calor e <i>out grid</i>. • Cogeração e gasificação são elegíveis para apoio.
2013	3000 M€	<ul style="list-style-type: none"> • Diferentes tipos de FiP estão disponíveis para eólica <i>onshore</i> com base em horas de produção anual bruta.
2014	3500 M€	<ul style="list-style-type: none"> • Os projetos não podem combinar SDE+ com outros subsídios. • Aumento das fases de concurso de 6 para 9.
2015	3500 M€	<ul style="list-style-type: none"> • A substituição da eólica <i>onshore</i> existente fica elegível para o programa.
2016	9000 M€	<ul style="list-style-type: none"> • Projetos de SFV >500kW precisam apresentar documentos adicionais de estudos de viabilidades para participar das FiP.

5.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo descreveram-se os principais mecanismos e políticas adotadas pelos governos da Alemanha, França e Holanda para atingir os objetivos da diretiva 2009/28/CE. Cada um dos países investiu na promoção das ER para incentivar o desenvolvimento face às metas estabelecidas pela referida diretiva Europeia, onde se tem observado um desenvolvimento (ver a figura 5.9).

A Alemanha tem-se mantido na vanguarda das políticas de promoção das ER, como a implementação da StrEG e da EEG, que serviram de modelos para outros países. Este país tem-se focado em alcançar as metas estabelecidas pela Diretiva 2009/28/CE, juntamente com metas mais ambiciosas, como a eliminação por completo da energia nuclear.

O potencial eólico é alto em França e Holanda, por isso esta tecnologia é a que mais beneficia dos mecanismos criados por estes dois países, que nos últimos anos tem variado entre tarifas de promoção, incentivos fiscais, financiamentos verdes e obrigações de quotas. A França ainda mantém uma enorme dependência da energia nuclear, que corresponde a cerca de 70% da eletricidade produzida em 2016 (AIEA, 2017). Entretanto, tem avançado no cumprimento da meta de 23% do total de energia bruta por ER até 2020, assim como a Holanda. Este país tem dado exemplos positivos na implementação de programas que envolvam a participação conjunta de indivíduos, instituições financeiras, setor da eletricidade e governo na promoção das FER,

apesar de ainda não ter atingido 50% em 2016 da meta pretendida para 2020 da eletricidade bruta (EUROSTAT, 2018), o que tem feito com que o governo utilize outros esquemas, que valorizem principalmente a tecnologia eólica *onshore* e *offshore* de grande capacidade instalada.

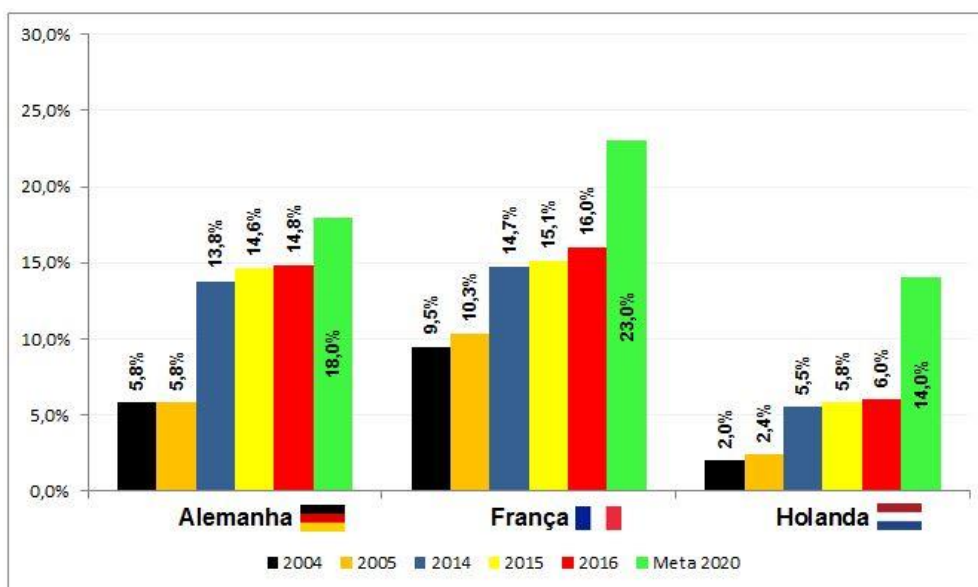


Figura 5.9 - Evolução das metas para FER em Alemanha, França e Holanda (EUROSTAT, 2018)

6 Mecanismos Aplicados em Espanha e Itália

Neste capítulo será feita uma análise dos principais mecanismos que foram empregados em Espanha e Itália para promover as FER, bem como dos que ainda estão em vigor.

6.1 Espanha

A Espanha tem incentivado o desenvolvimento das ER desde a década de 1970. Porém, foi a partir do final da década de 1990 que o país iniciou uma vasta gama de políticas de estímulo às FER. Em 2016, a Espanha tinha alcançado o índice de 17,4% (EUROSTAT, 2017) de ER no consumo final bruto de energia, e já está em vias de atingir o índice de 20% estipulado pela CE, com políticas de estímulos às FER adotadas desde a liberalização comercial da energia Espanhola, seguindo uma tendência Europeia, principalmente através dos Planos de Promoção das ER e por último, através dos sistemas de leilões.

6.1.1 Liberalização do Mercado e a Lei Geral da Eletricidade

Durante os cinco primeiros anos de liberalização do comércio espanhol de energia, foi obtido um crescimento do consumo de energia elétrica em mais de 30%, num período que vai de 1998 a 2003, passando de 182.312 GWh para 238.971 GWh, o que colabora na afirmação de que a política de liberalização não afetou de forma negativa o comércio de energia elétrica espanhola (Blanco, 2005).

Antes da liberalização do mercado, a energia elétrica produzida por FER era representada principalmente pela energia hídrica. Posteriormente, apareceram os mecanismos que incentivaram a promoção das ER, assim como o Plano de Promoção das Energias Renováveis (que surgiu em 2000). Houve um aumento na produção bruta de energia de origem renovável, princi-

palmente para a tecnologia eólica, como pode ser observado na figura 6.1, que destaca a evolução das principais FER para um período de 10 anos, após a Lei da Energia entrar em vigor, em janeiro de 1998 (CE, 2017).

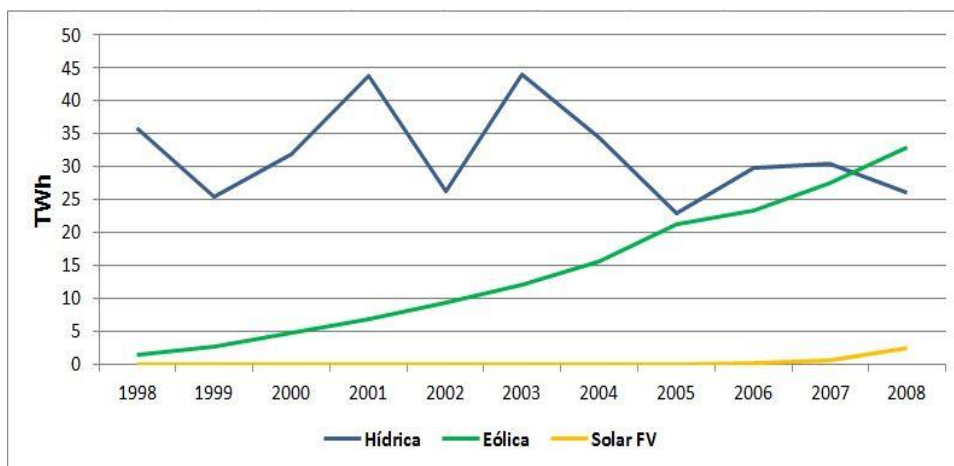


Figura 6.1 - Produção de energia elétrica bruta de origem hídrica⁷, eólica e fotovoltaica (CE, 2017)

A Lei 54/1997 de 27 de novembro (Lei Geral da Eletricidade) estabeleceu um prémio para centrais de ER que fossem maiores que 50 MW, com exceção da hidrelétrica, e foi implementada, mais notavelmente, através do Decreto Real 2818/1998, onde ficou estabelecido um prémio em que o preço da energia elétrica sobre o regime especial seria de 80% a 90% do preço médio da energia elétrica cobrada aos consumidores finais (EIA, 2018).

A lei 2818/1998 permitia que os produtores de energia eólica (com capacidade inferior a 50 MW) e solar FV incorporassem a sua produção ao Sistema Elétrico sem se submeterem ao esquema de licitações, conforme a tabela 6.1 (IDAE, 1999).

⁷ Não é considerada a energia potencial do bombeamento.

Tabela 6.1 - Preço das tarifas para eólica e FV no regime especial, segundo a lei 2828/1998 (IDAE, 1999)

FER	Critério	FIP (pta/kWh)	Preço Total (pta/kWh)
Eólica		5,26	11,02
Solar FV	< 5kW	60	66
	>5kW	30	36

6.1.2 Plano de Promoção das Energias Renováveis

O Plano de Promoção das Energias Renováveis ou *Plan de Fomento de las Energías Renovables*, como é chamado em Espanha, foi elaborado com o objetivo de desenvolver as ER em Espanha, de acordo com a Lei da Eletricidade de 1997. Este Plano efetuou uma previsão do desenvolvimento das ER, conforme as metas estabelecidas pela EU, além de ter direcionado os mecanismos e as políticas a serem seguidas para atingir as metas estipuladas neste documento. Existem três versões deste Plano: a versão de 2000 a 2010, a revisão da primeira versão que é de 2005 a 2010, e a última versão que é de 2011 a 2020 (IDAE, 1999).

Plano para Promoção de Energias Renováveis 2000-2010

O Plano de 2000 focalizou em três aspetos para a promoção e desenvolvimento das ER, nomeadamente (IDAE, 1999):

- As obrigações que serão impostas para o funcionamento eficiente do comércio interno de energia elétrica da Espanha, principalmente com o desenvolvimento das ER.
- As exigências previstas no Protocolo de Quioto, na questão da redução dos GEE.
- Os impactos positivos que surgirão em consequência da promoção e do desenvolvimento das ER, especialmente no que se refere à promoção da indústria e do emprego.

Neste Plano, ainda foram previstos o desenvolvimento individual das principais tecnologias FER para o período de 2000 a 2010, os custos de implementação, os mecanismos a serem adotados para a promoção e os impactos ambientais (IDAE, 1999).

Nesta primeira versão do Plano ficou estabelecido um índice de 12% do uso de FER até 2010 relativos à energia primária total produzida; 13000 MW de capacidade instalada na eólica até 2010 e 144 MW de capacidade instalada para a energia solar FV (IEA, 2018).

Plano para a Promoção de Energias Renováveis 2005-2010

Em 26 de agosto de 2005 foi aprovada por acordo de Conselho dos Ministros a revisão do Plano para a Promoção de ER para o período de 2005 a 2010, com destaque para a previsão de 12,3% no consumo de energia primária a partir de FER, e de 30,3% do consumo bruto de energia elétrica em 2010 (Ministério para Transição Ecológica, 2018).

Um dos motivos para a atualização do Plano foi a insatisfação com a evolução das ER até o ano de 2004, onde só três tecnologias evoluíram de maneira satisfatória, nomeadamente a eólica, os bicomcombustíveis e o biogás. A biomassa e a solar FV não estariam alcançando um desenvolvimento que pudesse atingir as metas estipuladas no Plano anterior (Ministério para Transição Ecológica, 2018). Por isso, neste Plano é cada vez mais estimulado o desenvolvimento das FER através das tarifas *feed-in* (IDAE, 2005).

O Plano prevê uma importante contribuição da energia eólica, que aumenta a capacidade instalada para 20.155 MW em 2010, enquanto que no Plano anterior seria de apenas 13000 MW. Já a energia solar FV teve um aumento na previsão dos 144 MW para 400 MW até 2010. Porém, em 2007 foi novamente modificada essa capacidade para 1200 MW até o ano de 2010 (IEA, 2018).

Em relação aos investimentos, ficou estabelecido um valor de mais de 23,5 M€ para ser aplicado no período de 2005 a 2010 na promoção das ER em Espanha. Este montante ficou de ser direcionado para mecanismos de apoio à promoção em forma de subsídios, isenções fiscais, pagamento de tarifas prêmios, tarifas a preço fixo regulado e financiamentos de projetos voltados para FER (Ministério para Transição Ecológica, 2018).

Breve Análise do Plano para Promoção de Energias Renováveis

O Plano de Promoção das ER envolveu a produção de 30,3%⁸ do consumo bruto de energia elétrica e de 12,3% do consumo de energia primária baseada em ER. No primeiro período (2000 a 2005), enfrentou dificuldades para incentivar a promoção das FER, observando que somente algumas tecnologias obtiveram um desenvolvimento satisfatório, graças a mecanismos como as tarifas *feed-in*, dentre as quais a eólica. Com o risco de não ser atingida a meta estipulada pelo documento, o governo Espanhol resolveu revê-lo, modificando algumas diretrizes e redirecionando políticas para as FER que mantiveram um baixo desempenho.

Algumas das metas estipuladas no primeiro documento foram alteradas, no sentido de aumentá-las, e outras foram mantidas. A previsão de consumo de energia primária, para as ER, para o ano de 2010, não foi alcançada, como pode ser visualizada na figura 6.2. Entretanto, outras previsões, como a redução da utilização do petróleo e o aumento da utilização do gás, foram cumpridas e até superadas. Todavia, observa-se que o Plano obteve pouco sucesso como uma

⁸ Dado retirado da Secretaría de Estado de Energia do Ministério da Transição Ecológica, disponível no endereço eletrônico:
<http://www.mincotur.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Plan/Paginas/planRenovables.aspx>.

política de promoção de ER, até porque a meta de 30,3% prevista para 2010 não foi alcançada, atingindo nesse ano 29,8%⁹ da geração bruta de energia elétrica.

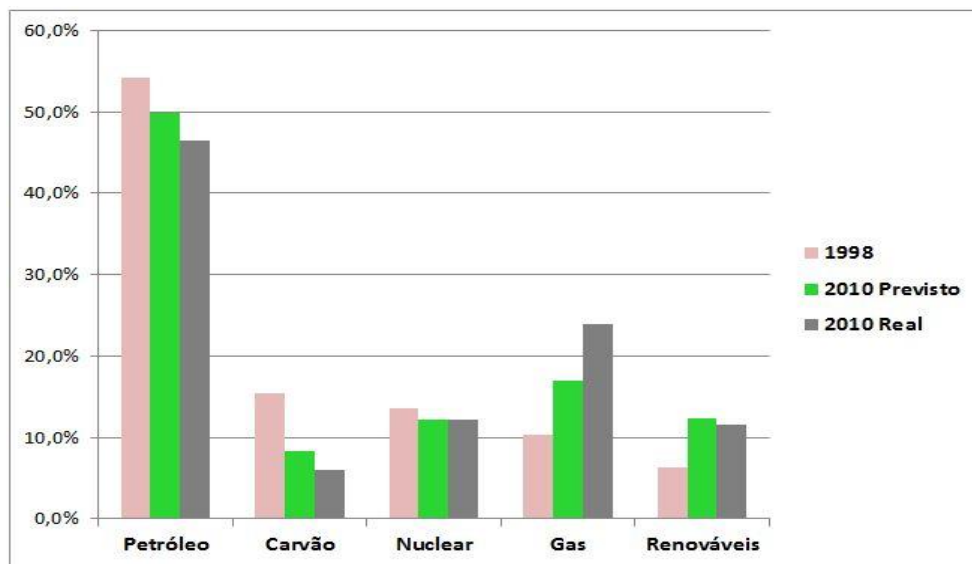


Figura 6.2 - Comparativo do consumo de energia primária
(Adaptado de IDAE, 2000 e CE, 2017 para os dados reais de 2010)

Em 2010 foi aprovado um novo Plano de promoção às ER, que teve em conta a diretiva 2009/28/CE da Comissão Europeia, que estabelece para cada EM um Plano de Ação Nacional para as ER (PANER), de acordo com as recomendações aprovadas pelo Parlamento Europeu, entre elas a meta de 20% de FER no consumo final bruto de energia elétrica para a UE em 2020. A Espanha estipulou em seu PANER uma meta de 20,8% de ER no consumo final bruto de energia elétrica para o ano de 2020 (IDAE, 2010).

6.1.3 *Feed-in* em Espanha

A seguir serão descritas as principais ocorrências para a utilização e evolução das FiT em Espanha como mecanismo de apoio para as ER.

Real Decreto 661/2007

O Regime Especial aplicado às ER é regulado pelo Real Decreto 661/2007, publicado em 26 de maio de 2007, o qual substituiu o decreto anterior (436/2004), e que estabeleceu alguns mecanismos, como as tarifas *feed-in*, tarifas prémios e suplemento por eficiência.

⁹ Valor obtido na CE, no Relatório Anual de 2017: EU Energy Figures, páginas 192 e 193, disponível no endereço eletrônico:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy_2017_web.pdf

No Decreto em questão foram especificadas as características que as tecnologias devem ter em conta para terem acesso aos mecanismos de apoio, nomeadamente (*Ministério de Indústria, Turismo y Comercio, 2007*):

- Tarifa Regulada (*Feed-in*): é constituída por um valor fixo e único, para todos os períodos de programação. É determinada de acordo com a categoria, grupo e subgrupo, bem como a capacidade instalada e antiguidade de funcionamento da central.
- Tarifa Prémio: é constituída por um valor adicional pago como um prémio variável de acordo com o preço do comércio de referência, conforme regras pré-estabelecidas.
- Suplemento para Eficiência: garante às instalações obrigadas a cumprir desempenho de eficiência no Regime Especial um montante pago por eficiência energética, incluindo as centrais de cogeração com potência instalada entre 50 MW e 100 MW. É pago um montante a depender de critérios mínimos atingidos por tecnologias ER previstas no Decreto 661/2007.

De um modo geral, o regime especial só cobre instalações de FER se sua capacidade instalada não exceder 100 MW (50 MW para hídrica). Até aos 50 MW os produtores podem escolher entre receber o apoio das FiT ou das FiP, pago sobre o preço da energia elétrica do comércio. Foram estipulados prazos de contratos em que as tarifas são pagas. Porém, em determinado número de anos em funcionamento, as tarifas têm uma redução conforme o tipo de tecnologia. Os prazos de contrato, no Decreto 661/2007, foram estipulados em 25 anos para solar FV, energia oceânica e hídrica; 20 anos para energia eólica e geotérmica; e 15 anos para as tecnologias de aproveitamento de biomassa. As centrais que se encaixem numa instalação entre 50 MW a 100 MW receberiam um bônus pela produção de energia elétrica a partir de FER, exceto a solar FV, que não teria um limite instalado pré-fixado para o recebimento do mesmo. A tabela 6.2 mostra um resumo das tarifas aprovadas no Real Decreto 661/2007 (IEA, 2018).

Tabela 6.2 - Tarifas FiT previstas no Real Decreto 661/2007
(Ministério de Industria, Turismo y Comercio, 2007)

FER	Potência	Prazo (anos)	FiT (c€/kWh)
Solar FV	$P \leq 100 \text{ kW}$	Primeiros 30 anos	44,0381
	$100 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ MW}$	Primeiros 30 anos	41,7500
	$10 \text{ MW} < P \leq 50 \text{ MW}$	Primeiros 30 anos	22,9764
Eólica		Primeiros 20 anos	7,3228
		A partir de 2007	6,1200
Geotérmica		Primeiros 20 anos	6,8900
		A partir de 2007	6,5100
Hídrica		Primeiros 25 anos	7,8000
		A partir de 2007	7,0200

A partir de setembro de 2008, novas tarifas e um novo limite para solar FV foram estabelecidos, onde os sistemas anteriores às novas regras ficaram elegíveis para FiT de 0,23 €/kWh e 0,44 €/kWh, a depender da dimensão do sistema. O limite anterior de 371 MW foi reajustado para 500 MW ainda em 2009, assim como houve também um registo dos sistemas qualificados para receber as novas tarifas a partir de janeiro do mesmo ano (IEA, 2018).

O Decreto Real 661/2007 visou principalmente contribuir para os esforços da Espanha em atingir a meta nacional em 2010 para as ER, previstas no Plano de Promoção para as ER e na Diretiva europeia 2001/67/EC (IEA, 2018).

Modificações

Desde o ano de 2005, quando foi implementado o Plano para promover as ER no período 2005-2010, houve um aumento crescente no custo de manutenção do modelo tarifário empregado, ampliado pela crise económica e levando o novo governo, que tinha assumido em 2011, a modificar o sistema existente até então. Este facto, devido a um défice tarifário de milhares de milhões que o Estado Espanhol acumulou no decorrer dos anos, levou à suspensão, ainda em 2012, do apoio para futuras centrais elétricas FER, mas mantendo-o para as que já existiam. No mesmo ano, o governo introduziu uma carga tributária de 7% sobre a geração de energia elétrica, e 22%, exclusivamente, sobre a geração da energia hídrica (IEA, 2015).

No ano de 2013 ocorreram algumas modificações na principal política adotada para a promoção das ER. Entre as principais, está a entrada em vigor do RDL 2/2013 em 01 de fevereiro, que adota uma série de medidas urgentes para reduzir os custos do setor energético e consequentemente o défice tarifário (IEA, 2018). Entre as principais medidas adotadas pelo RDL 2/2013 estão (BOE, 2013):

- O cancelamento do prémio para todos os grupos e subgrupos.
- As novas instalações que optarem por alienarem sua energia no comércio não poderão posteriormente alterar para tarifa regulada.
- As instalações de regime especial que à data de entrada em vigor do RDL 2/2013, venderam a sua energia no comércio, ficarem automaticamente sujeitas à tarifa regulada a partir de 01 de janeiro de 2013.

Ainda no ano de 2013, o sistema de regulação de preços foi extinto através do RDL 3/2013, com a justificativa de readequar as políticas de promoções das ER devido ao défice tarifário e à crise económica. Para manter os custos com apoio e promoção das ER, os “*peajes de acesso*”, que são tarifas de acesso à rede e suportadas pelo consumidor, deveriam ser suficientes para equilibrar os custos incorridos pelos esquemas de apoio às ER (IEA, 2018).

Em 2014, foi aprovado um regime de remuneração específica ou Tarifa Prémio, através do RDL 413/2014, utilizada para apoiar as centrais de FER. Em 2015, o Real Decreto 900/2015 estabeleceu encargos para as centrais de energia elétrica com auto-consumo, novas e existentes, tanto como taxa sobre a capacidade instalada, como para a geração de energia elétrica. Centrais com auto-consumo menor que 10 kW de capacidade instalada e centrais existentes fora do continente são poupadas da taxa de produção pelo Real Decreto, mas sujeitas a taxa de capacidade instalada (IEA, 2018).

Em junho de 2017, entra em vigor a resolução de 30 de junho de 2017, do Secretário de Estado da Energia, através da qual é convocado um leilão para atribuição do regime remuneratório específico às novas instalações de produção de energia elétrica a partir de FER, nos termos do Real Decreto 650/2017, de 16 de junho do mesmo ano (BOE, 2017).

Nota-se, conforme a figura 6.3, que o esquema das tarifas influenciou o desenvolvimento das ER, principalmente os sistemas fotovoltaicos, assim como a eólica. Contudo, a energia eólica já estava sendo favorecida por medidas implementadas no Plano de promoção para as ER desde os anos 2000. Segundo o IEA, das FER que mais cresceram no período de 2004 a 2014, salienta-se a produção solar FV com um crescimento de 16% ao ano, a eólica que cresceu a uma taxa de 13%, os biocombustíveis que cresceram 4,4% ao ano e a hídrica 2,4% ao ano, no período entre 2004 a 2014 (IEA, 2015).

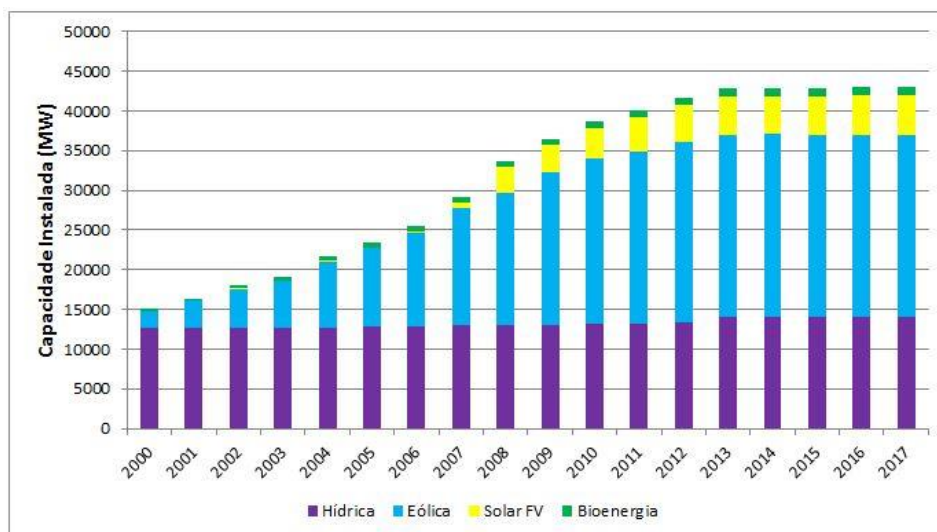


Figura 6.3 - Evolução da capacidade instaladas tecnologias FER de 2001 a 2017 em Espanha
(Adapatdo de IRENA, 2018)

6.1.4 Leilões

A menos de três anos do término do prazo estipulado pela diretiva europeia 2009/28/CE para alcançar o objetivo de 20% do consumo bruto final de energia por FER (EUROSTAT, 2018), o governo Espanhol, em 31 de março de 2017, efetuou uma convocação para um sistema de leilão, que deveria ser realizado ainda naquele ano, a fim de estabelecer uma capacidade instalada de ER em 3000 MW e minimizar os custos para o consumidor (MINCOTUR, 2017). A chamada foi regulamentada pelo RDL 359/2017 e pelo despacho ETU/315/2017. O leilão teve como base a energia eólica, solar FV e demais tecnologias FER, a fim de estabelecer uma remuneração específica para cada tipo de tecnologia FER (EIA, 2018).

Em junho de 2017, foi estabelecida uma nova quota para a capacidade instalada, desta vez com destino apenas para o sistema eólico e solar FV. O despacho ETU/615/2017 regulamentou o procedimento para alocação da remuneração específica no próximo leilão, que estabelecia como linha de base as instalações eólica e solar FV. O Leilão foi realizado em junho e alocou 5.036,9 MW (1.127,8 MW para a eólica e 3.909,1 para o sistema solar FV), com remuneração específica segundo RDL 413/2014 (EIA, 2018).

6.2 Itália

A Itália é um dos poucos países que já alcançaram os objetivos propostos pela diretiva 2009/28/CE antes do ano de 2015, o que reflete de forma positiva as medidas tomadas pelo governo para promover as fontes de energias renováveis, mesmo antes das obrigações definidas

pela CE. Entretanto, foi com a implantação de um *mix* de mecanismos, que se interligaram de forma complexa, que a Itália alcançou as metas. Atualmente, prossegue com o Decreto Ministerial de 23 de junho de 2016 como o principal esquema tarifário para promoção das FER.

A partir de 1999, com o decreto MICA de 11 de novembro de 1999, foram introduzidos mecanismos de limites e comércio para a promoção das ER (certificados verdes). Este exigia que produtores com um determinado volume de energia elétrica, regulado pelo Decreto Legislativo de 16 de março de 1999 (conhecido como Decreto Bersani), fossem obrigados a produzir ou utilizar desse total, uma quota de 2% de energia elétrica produzida a partir de FER, o que foi reforçado em 2003 e 2008. Os produtores poderiam cumprir esta exigência através da aquisição dos certificados verdes, que poderiam ser negociados em contratos bilaterais ou através da Plataforma de Certificados Verde, gerida pela *Gestori Mercati Energetici* (GME), conforme o esquema simplificado na figura 6.4 (IEA, 2018).

Figura 6.4 - Funcionamento do Comércio de Certificados Verdes em Itália
(Adaptado de GME, 2018)

Inicialmente, uma unidade de certificado verde (CV) era constituída de 100 MWh e as centrais de FER instaladas antes do dia 31 de dezembro de 2007 poderiam obter CV por 12 anos. Após as intervenções regulatórias, foi aumentado o período de incentivo para 15 anos, onde era multiplicada a energia líquida gerada por um fator constante diferenciado por FER, conforme pode ser observado na tabela 6.3, em que só a solar FV não entrou no esquema de

incentivo. A cada três anos os coeficientes multiplicativos poderiam ser revistos e atualizados por decretos ministeriais. Uma unidade de CV passou de 100 MWh para 50 MWh e finalmente foi modificada para 1 MWh (IEA, 2018).

Tabela 6.3 - Coeficientes multiplicativos diferenciados por FER (GNE, 2018)

FER	Coeficiente
Eólica >200kW	1,0
Eólica <i>offshore</i>	1,5
Geotérmica	0,9
Mar e Ondas	1,8
Hídrica	1,0
Biomassa e Biogas	1,8

Com a aprovação da lei do orçamento de 2008, algumas alterações foram feitas no mecanismo, entre as quais a remediação da perda de valor dos CV e a obrigação do GSE de retirar do comércio os “CV redundantes” (certificados já negociados) dos produtores de fontes fósseis. Mas o Decreto de 31 de maio de 2010 estabelece uma limitação na retirada dos “CV redundantes” das obrigações.

Os preços dos CV tiveram uma alta valorização em 2006, chegando a 125 €/MWh e uma negociação de quase 10000 CV (GSE, 2016). Esta valorização influenciou, no primeiro momento, o desenvolvimento das FER onde o coeficiente multiplicativo era maior, como no caso da Biomassa. Entretanto, após o ano de 2008, ocorreu uma expansão no volume de negociação dos CV (figura 6.5), que culminou com a participação de novos mecanismos, como as FiT, para que tivessem um aumento na capacidade instalada e consequentemente uma maior geração de energia elétrica por FER (ENEA, 2018).

Em 2011, o Decreto Legislativo 28/2011 e o Decreto Ministerial de 2012 determinaram o fim dos CV para centrais que entraram em serviço após 31 de dezembro de 2012 e a transição para outros mecanismos de promoção (ENEA, 2018).

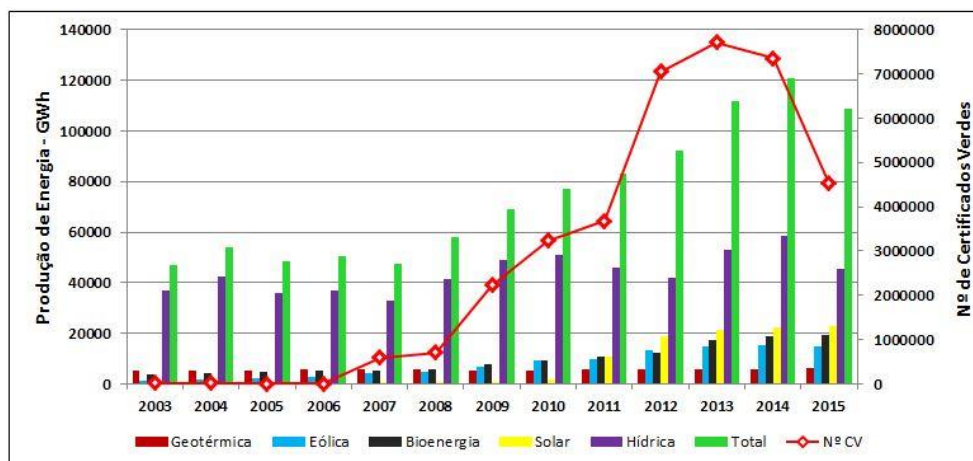


Figura 6.5 - Certificados Verdes e a geração de eletricidade de FER de 2003 até 2015
(Adaptado de GSE, 2016)

6.2.2 Tarifa *Feed-in* na Promoção das ER em Itália

As tarifas, entre elas as FiT e FiP, tiveram um papel importante na promoção das energias renováveis em Itália, a partir dos anos 1990. Existiram diversos esquemas tarifários, alguns em conjunto com outros mecanismos e outros direcionados para uma determinada tecnologia. Nesta subsecção serão expostos os principais esquemas tarifários, desde a utilização da CIP 6 em 1992, até ao Decreto Ministerial 23/06/2016.

Comissão Interministerial de Preços - CIP 6/1992

A CIP 6/1992 é uma Resolução da Comissão Interministerial de Preços adotada em 29 de abril de 1992 que tem como objetivo remunerar administrativamente a energia elétrica produzida a partir de FER ou Fontes Assimiladas, através de uma tarifa de incentivo, cujo valor é corrigido ao longo do tempo (GSE, 2017).

A energia é comprada pelo GSE a preços incentivados e revendida a um preço menor no comércio de energia italiano. A diferença entre o preço de compra e de venda é coberta pelo GSE, estipulado por contratos até 15 anos, como pode ser observado no exemplo da tabela 6.4, que diz respeito as tarifas bianuais. Além das tradicionais FER, este esquema abrangia a transformação em energia elétrica dos produtos orgânicos e inorgânicos (resíduos sólidos urbanos) ou produtos vegetais (resíduos de frutas, por exemplo) (IFRI, 2012).

Este mecanismo terminou em 2001. Porém, permitiu um desenvolvimento considerável das FER em Itália, principalmente para a tecnologia eólica e a biomassa. Mas considerou um volume alto de negócios que foram passados para o consumidor através de encargos fiscais (GSE, 2017).

Tabela 6.4 - Preço das tarifas por FER
(Adaptado da Resolução nº 81/1999 de 08 de Junho de 1999)

FER	Preço único (A) e Preço em horas completas (B) (Lira/kWh)		
	1997 - 1998	1999 - 2000	2001 – 2002
Hídrica > 3 MW	180,5 (B)	186,6 (B)	190,4 (B)
Hídrica ≤ 3 MW	69,2 (A)	75,1 (A)	79,5 (A)
Eólica	66,4 (A)	47,0 (A)	32,0 (A)
Geotérmica	109,3 (A)	115,0 (A)	120,0 (A)
Solar FV	305,3 (A)	362,1 (A)	428,4 (A)
Res. Sólidos Urb.	199,6 (A)	203,3 (A)	205,6 (A)
Biomassa e Biogás	142,0 (A)	113,5 (A)	93,5 (A)

FiT para Sistemas SolarFV (Conta Energia I-IV)

Entre julho de 2005 e fevereiro de 2006, o Ministério do Desenvolvimento Económico da Itália introduziu o esquema de prémio para a tecnologia solar FV (FiP), através do qual foram concedidos prémios de valores entre 0,445 €/kWh e 0,490 €/kWh.

Em 2007, ocorreu a revisão do disposto através do Decreto Ministerial de 19 de fevereiro de 2007, estabelecendo um conjunto de tarifas validadas em contrato por 20 anos para instalações com capacidade instalada acima de 1 kW, utilizadas por pessoas singulares e coletivas, condomínios e órgãos públicos. Estas instalações teriam direito a um bónus em caso de edifícios com alto grau de integração fotovoltaica, como no exemplo da figura 6.6 (EIA, 2018).

Em 2010, as FiP variaram entre um mínimo de 0,346 €/kWh e um máximo de 0,471 €/kWh. Foi também concedido um abatimento tarifário de 5% para os auto-produtores, escolas e hospitais públicos, instalações integradas em telhados sem amianto e em municípios com menos de cinco mil habitantes. Além dos prémios, este mecanismo incentivou a eficiência energética dos edifícios, com pagamento de bónus, caso efetuassem tais medidas. Além dos prémios, o produtor poderia vender a sua energia no comércio convencional ou através de contratos bilaterais (EIA, 2018).

O Decreto também previa uma meta de instalação de 8000 MW até ao ano de 2020, com limites de incentivo de 3000 MW para centrais fotovoltaicas comuns, 3000 MW para centrais fotovoltaicas com integração arquitetónica e inovação em suas características de instalação, e 2000 MW para sistema fotovoltaico de concentração (EIA, 2018).



Figura 6.6 - Exemplo de integração fotovoltaica nas edificações (www.romanambiente.it/, 2010)

Em 2011, o Decreto Ministerial de 5 de maio estabelece disposições para a promoção de projetos FV com capacidade de 1 kW e contratadas entre 1 de junho de 2011 e 31 de dezembro de 2016. Este mesmo decreto estabeleceu um limite de incentivo de 23000 MW de capacidade instalada e um custo anual acumulado entre 6 e 7 mil milhões de euros. O esquema foi finalizado em 2012 (IEA, 2018).

Tariffa Onnicomprensiva (TO)

Em 2008, o Decreto Ministerial de Desenvolvimento Económico elaborou algumas inovações previstas pelo orçamento de 2008, inclusive o mecanismo de *tariffa Onnicomprensiva* para o desenvolvimento de FER de pequena escala, em alternativa ao esquema de CV. A tarifa era concedida por um período de 15 anos, durante os quais a sua taxa permaneceria fixa, e que era baseada na quantidade de energia elétrica a partir de FER (exceto para a tecnologia solar FV). A energia produzida poderia ser fornecida diretamente à rede para todas as instalações contratadas até 31 de dezembro de 2012. Porém, a potência instalada nominal deveria ser menor que 1 MW para todas as FER, à exceção da eólica *onshore*, que se limitava a valores abaixo de 200 kW (IEA, 2016).

A TO consiste na prestação de um benefício monetário, que diferencia por FER para cada kWh líquido de eletricidade injetada na rede. O valor da tarifa engloba tanto uma quota de incentivo como uma quota para a venda da energia elétrica (tabela 6.5). Por isso, o produtor não poderia vender sua energia elétrica através de contratos bilaterais, renunciando a outras considerações económicas (Nextville, 2018).

Tabela 6.5 - Tarifas por tipo de FER, conforme a Lei do Orçamento de 2008 (*NextVille*, 2018)

FER	Tarifa (€/kWh)
Eólica<200kW	0,30
Geotérmica	0,20
Ondas e mar	0,34
Hídrica	0,22
Biogás e Biomassa	0,28
Gases (residual, digestão anaeróbia, etc.)	0,18

Este mecanismo não era adequado para instalações em operação após 30 de junho de 2009, nem compatível com outros mecanismos, com exceção dos casos previstos na lei. Este mecanismo foi finalizado em 2012 e teve uma importante participação na promoção do Biogás, na evolução do número de centrais instaladas (figura 6.7) (*Nextville*, 2018).

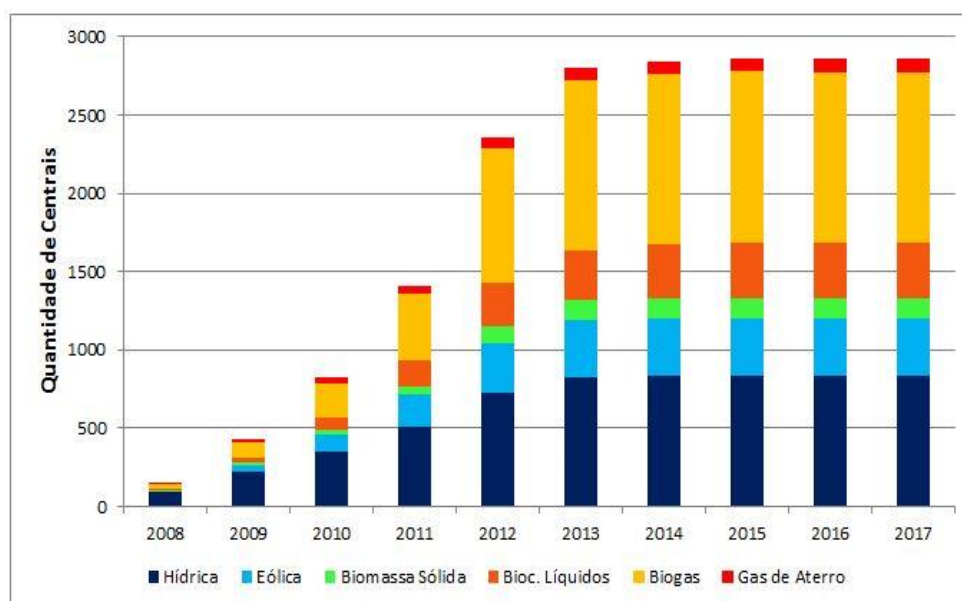


Figura 6.7 - Evolução da quantidade de centrais no regime TO (Adaptado de GSE, 2017)

Conta Energia Solar Térmica (CSP)

Em 2008, foi acionando um mecanismo de incentivo à energia elétrica produzida a partir de instalações solar-térmica, através do Decreto Ministerial de 11 de abril de 2008. Segundo a Resolução AEEG 95/08, a construção deveria ter as seguintes características (Ministério do Ambiente e do Mar, 2009):

- Ser equipado com um sistema de armazenamento térmico com capacidade nominal instalada não inferior a 1,5 kWh de calor por cada m² de superfície de captação.
- Não utilizar substâncias tóxicas ou nocivas, exceto se estiver localizada em zona industrial, como fluido de transferência de calor.
- A superfície de captação do sistema deveria ser superior a 2500 m².
- O sistema deveria ser ligado a uma rede elétrica ou pequenas redes isoladas e para cada sistema deveria ser considerado um único ponto de conexão.

Os estímulos financeiros são reconhecidos por 25 anos para a eletricidade produzida pela instalação, exclusivamente para a tecnologia solar-térmica, e pagos conforme as taxas mostradas na tabela 6.6 (Ministério do Ambiente e do Mar, 2009).

Tabela 6.6 - Tarifas de incentivos para central solar- térmica (Ministerio do Ambiente e do Mar, 2009)

Tipo de Instalação	(€/kWh)
Fração solar superior a 85%	0,28+Venda da energia elétrica
Fração solar entre 50% e 85%	0,25 + Venda da energia elétrica
Fração solar inferior a 50%	0,22 + Venda ad energia elétrica

Para as plantas que entraram em operação após 31 de dezembro de 2012, a taxa foi reduzida em 2% ao ano. Este mecanismo terminou em 2016 (Ministério do Ambiente e do Mar, 2009).

Decreto Ministerial de 06 e julho de 2012

O Decreto Ministerial de 06 de julho de 2012, que entrou em funcionamento em 1 de Janeiro de 2013, foi introduzido para substituir os mecanismos de CV e TO no período de 2013 a 2015, para incentivar a produção de energia elétrica de FER, à exceção da solar FV, com contratos previstos entre 15 a 30 anos, e taxas que variavam conforme o tipo de tecnologia FER e potência instalada da central (GSE, 2017).

Este mecanismo introduziu uma série de mudanças, sendo de realçar as seguintes: a fixação de um montante para o custo do mecanismo num total de 5,8 mil milhões de euros; uma quota para capacidade instalada já definida para o período de 2013 a 2015, como observado na

tabela 6.7; introdução de concursos para instalações com potência superior a 10 MW para fontes hídricas, 20 MW para geotérmicas e 5 MW para as demais FER; e previsão de um prémio para cogeração de alta eficiência (Ministério do Desenvolvimento Económico, 2018).

Tabela 6.7 - Contingente estabelecido para o período 2013-2015, para centrais sujeitas a registo
(Adaptado de DM 06/07/12)

FER	2013 (MW)	2014 (MW)	2015 (MW)
Eólica <i>Onshore</i>	60	60	60
Eólica <i>Offshore</i>	0	0	0
Hídrica	70	70	70
Geotérmica	35	35	35
Biomassa, das quais centrais presentes no artigo 8, parágrafo 4, letras a), b) e d).	170	160	160
Biomassa das quais centrais presentes no artigo 8, parágrafo 4, letra c).	30	0	0
Maré e Ondas	3	0	0

No que diz respeito à transição dos CV para as tarifas em questão, após 2015, foi necessário utilizar o mesmo sistema de incentivos para as instalações que entraram em funcionamento a partir de 1 de janeiro de 2013, tendo como incentivo fixo 78% do preço de referência dos CV, com atenção específica às centrais alimentadas por biomassas e instalações previstas em projeto para Bioetanol (Ministério do Desenvolvimento Económico, 2018).

Para garantir o incentivo, o produtor deveria solicitar ao GSE o registo de sua instalação, procedimento que poderia levar até 120 dias, e que teria acesso ao mecanismo conforme a central estivesse em conformidade com os critérios técnico-económicos e de prioridade, presentes no parágrafo terceiro do artigo 10 do decreto. O referido mecanismo foi finalizado em 2016 (Ministério do Desenvolvimento Económico, 2018).

Decreto Ministerial de 23 de junho de 2016

O Decreto Ministerial de 23 de Junho de 2016 tem como principal objetivo atualizar o mecanismo de promoção das FER, à exceção da energia solar-térmica, introduzido pelo Decreto de 6 de julho de 2012, para centrais que começaram a operar a partir de 1 de janeiro de 2013 (GSE, 2017).

Entre as novidades implementadas pelo decreto em questão, está a inclusão do sistema solar-térmico como central elegível para apoio e a aceitação automática da tarifa TO para centrais com capacidade instalada até 500 kW. Dependendo da potência instalada das centrais, o

acesso ao suporte financeiro está sujeito a registo ou participação em leilões competitivos, enquanto que centrais menores, como no caso das eólicas *offshore* até 60 kW, o acesso a este mecanismo é automático. Os contratos estendem-se por um período até 30 anos, dependendo da tecnologia e da capacidade instalada, assim como os valores das tarifas (GSE, 2017).

6.2.3 Considerações Finais Sobre os Sistemas Tarifários Italianos

A figura 6.8 mostra o histórico evolutivo dos mecanismos de apoio em Itália, analisados nesta secção, e que foram responsáveis pelo desenvolvimento das energias renováveis deste país combinando uma complexa relação entre os esquemas de promoção, que ocasionaram avultados investimentos e consequentemente a passagem desses custos ao consumidor final. Entretanto, estes mecanismos contribuíram para que a Itália alcançasse a sua quota na participação das FER no consumo bruto final de energia elétrica, ainda em 2014 (EUROSTAT, 2017).

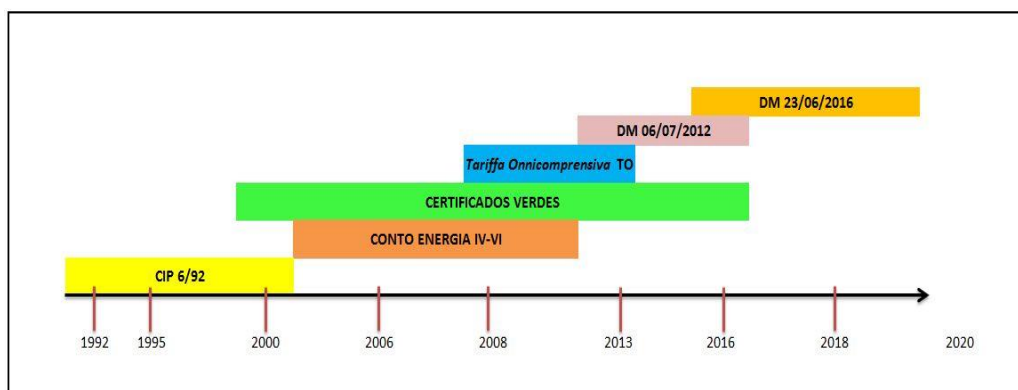


Figura 6.8 – Histórico evolutivo dos principais mecanismos de promoção das ER na Itália (Adaptado de IFRI, 2012)

6.3 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram abordados os principais mecanismos implementados em Espanha e Itália para promoção das ER.

A Espanha efetivou uma série de planos de promoção para as ER, com investimentos milionários até ao final dos anos 1990 e meados dos anos 2000. Porém, com a crise financeira que abalou aquele país e o acréscimo de uma dívida tarifária energética, o governo foi obrigado a rever os tipos de mecanismos para reduzir os custos, mas mantendo os incentivos de promoção às FER. Após 2007, com a implementação das *Feed-in*, o comércio de energias renováveis voltou a responder em Espanha, principalmente com as eólicas e solar FV.

A Itália vem despontando no desenvolvimento das energias renováveis desde o início dos anos 1990, mas é no período de 2008 a 2012 que a Itália dá um grande salto evolutivo na geração de ER, atingindo já no ano de 2014 a meta estipulada pela diretiva das Energias Renováveis Europeia, com uma política conjuntural entre esquemas de certificados verdes e mecanismos tarifários. Na figura 6.9 é possível observar a evolução das ER referente aos objetivos nacionais de cada país analisado neste capítulo a respeito do consumo final bruto de energia elétrica.

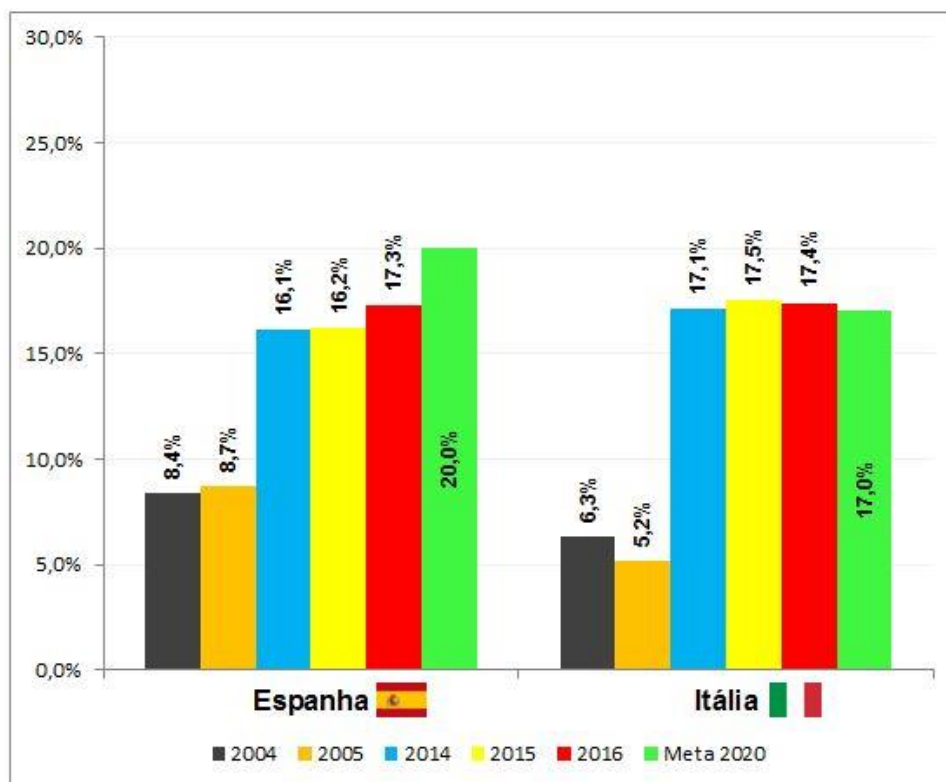


Figura 6.9 - Evolução das metas para FER em Espanha e Itália (EUROSTAT, 2017)

7 Mecanismos Aplicados em Portugal

Neste capítulo será analisada a situação de Portugal no cenário da promoção das FER, onde serão apresentadas as fontes, nomeadamente, as fontes eólica, solar e hídrica, principais responsáveis (nos últimos 20 anos) pelo aumento da capacidade instalada da geração de energia elétrica proveniente das energias renováveis.

7.1 Liberalização do Comércio em Portugal

A abertura comercial da energia elétrica em Portugal foi gradual desde o período 1995-2006. Mas é a partir da diretiva 2003/54/CE, e posteriormente com a aprovação do Decreto-lei nº 184/2003 e do Decreto-lei nº 185/2003, que se efetivou a liberalização do comércio português de energia elétrica (ERSE, 2017).

Em 2006, foi dado o direito a todos os consumidores de escolherem seu fornecedor por parte do comércio retalhista, e para o comércio grossista verificou-se a criação do MIBEL, em 2007. O comércio português de energia elétrica seguiu a tendência da maioria dos países europeus, que consiste num processo faseado de liberalização, incluindo-se em primeiro lugar os clientes com maiores consumos e níveis de tensão.

Atualmente, está em curso a extinção do comércio regulado em Portugal continental, onde têm caráter transitório as tarifas de vendas a clientes finais, publicadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Na figura 7.1, nota-se a evolução do mercado liberalizado em detrimento do mercado regulado para o consumo total de energia elétrica. Existe a previsão de extinção do mercado regulado até 31 de dezembro de 2020, devendo apenas ser mantida a regulação das tarifas sociais (ERSE, 2017).

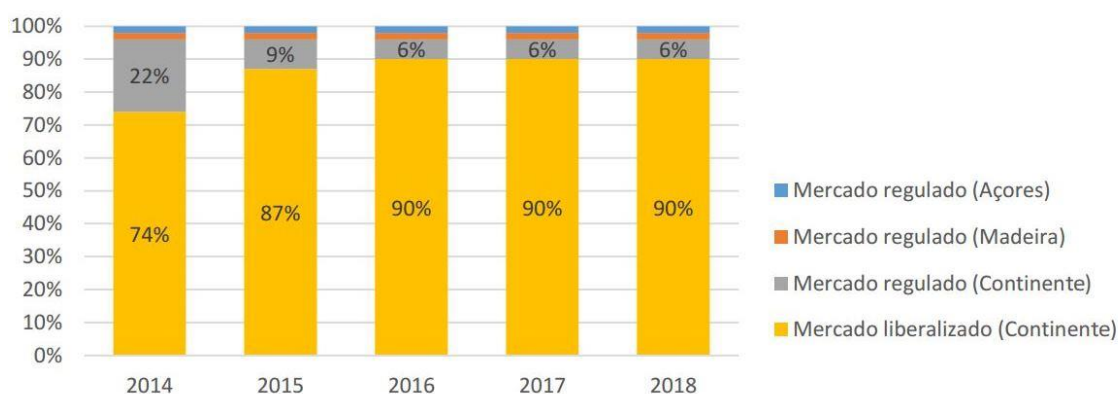


Figura 7.1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no consumo total (ERSE, 2017)

Em 2018, o Mercado Liberalizado em Portugal já chega a mais de cinco milhões de clientes, sendo a maioria (98,8%) constituída por clientes domésticos, com um consumo anual total em torno de 45.500 GWh até o mês de maio de 2018 (ERSE, 2018).

7.2 Breve Histórico da Evolução das Principais FER em Portugal

Nesta secção será descrito, o desenvolvimento das tecnologias hídrica, eólica e solar FV em Portugal.

7.2.1 Energia Hídrica

A utilização dos recursos hídricos, como fonte de produção de energia elétrica em Portugal, consta dos finais do Século XIX, quando é instalada no rio Corgo a primeira central hidroelétrica com uma potencia em torno de 118 kW. Mas foi no ano de 1899 que começaram a ser instaladas as maiores centrais, como a Central da Vila (60 kVA), em 1899, e a Central do Salto Cabrito (180 kVA), em 1908, ambas nos Açores.

A partir de 1950, inicia-se uma época de grande desenvolvimento e amadurecimento da tecnologia hídrica em Portugal. A Central de Venda Nova (figura 7.2), que tinha uma potência de 81 MW foi inaugurada em 1951. Com o consumo crescente de eletricidade nos finais de 1960 e começo de 1970, o governo decidiu criar decretos-leis que forçavam a construção de novas centrais. Entre estes, o Decreto-lei nº 49211/1969 que autorizava a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamento hídrico para os empreendimentos termoelétricos e as sociedades de transportes de energia, constituindo mais tarde a Companhia Portuguesa de Eletricidade. Assim, o crescimento das centrais hídricas pelo país foi intensificado, chegando ao

final de 1980 com uma capacidade instalada total de aproximadamente 3 GW (C. Madureira e V. Baptista, 2002).

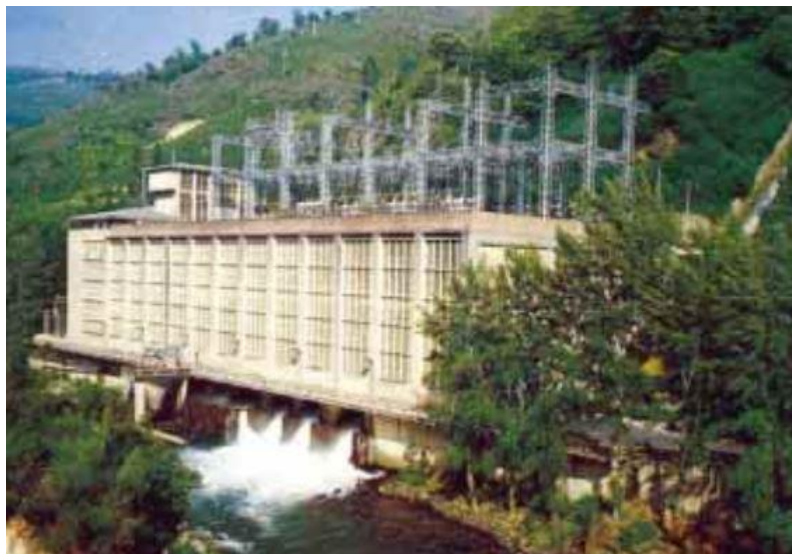


Figura 7.2 - Central da Venda Nova (Madureira e Baptista, 2002)

Atualmente, a energia hídrica é responsável pela produção de 26,63% de toda a energia elétrica produzida em Portugal, o que totaliza mais de 7 GW de capacidade instalada até o final de 2017¹⁰ (APREN, 2018).

7.2.2 Energia Eólica

Portugal começou a aproveitar a energia eólica com a construção do primeiro parque em 1988, localizado na Ilha de Porto Santo, com uma capacidade total de 270 kW, que funcionou até 2007 (EEM, 2017).

¹⁰ Referente ao período de janeiro a agosto de 2018, acessível em: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.

Foi no ano 2000 que se vislumbrou um desenvolvimento contínuo da tecnologia eólica, motivado por políticas estratégicas das energias endógenas, provenientes da EU e adaptadas para Portugal. Este desenvolvimento foi favorecido por um ambiente que diversificava as fontes, a segurança no abastecimento, a redução da dependência energética e a redução do impacto ambiental do sistema eletroprodutor (Ferreira e Martins, 2008). Em 2005, o governo anunciou a instalação de cerca de 1700 MW sobre a capacidade já instalada, com o objetivo de atingir até ao final da década cerca de 4.500 MW (e2p, 2014). Em 2012, já existiam 220 parques eólicos instalados em Portugal, totalizando assim, uma capacidade de 4.460 MW (REN, 2012).

Em 2013, a potência instalada em Portugal totalizava 4.630 MW, distribuída em 238 parques eólicos por todo o país (DGEG, 2013). Em 2017, o número de instalações eólicas, comparadas com o ano de 2013, diminuiu para 235 no total. Porém, a capacidade aumentou para 5.189 MW (figura 7.3), notando uma evolução tecnológica dos equipamentos eólicos (APREN, 2018).

Na figura 7.4 pode-se observar a evolução da capacidade instalada e o número de equipamentos instalados no decorrer do período 2000-2016.

O desenvolvimento da energia eólica foi motivado por uma série de mecanismos de apoio, implementados através de leis, que serão analisadas nos tópicos seguintes.

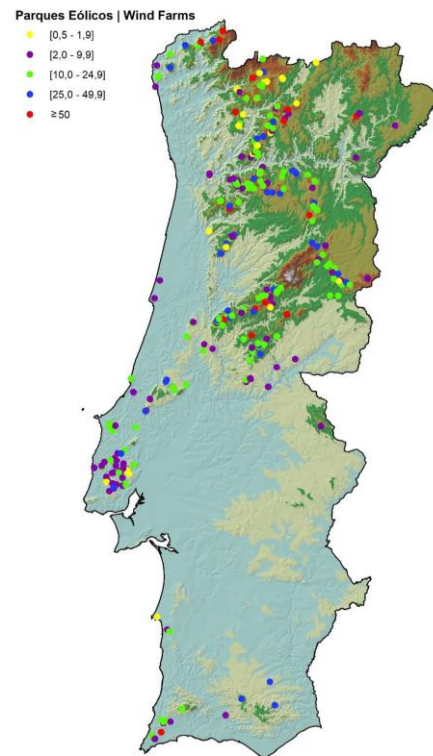


Figura 7.3 - Parques eólicos em Portugal continental até 2017
(e2p, 2017)

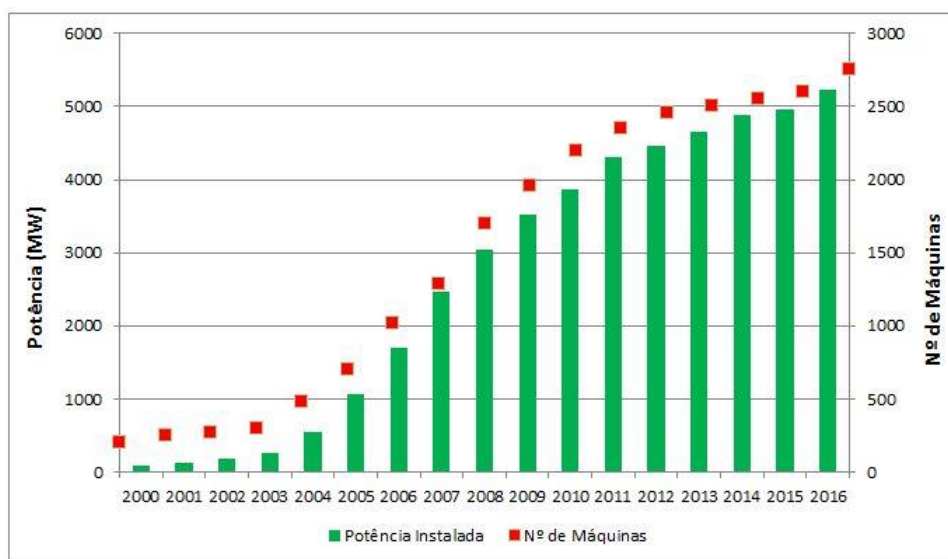


Figura 7.4 - Evolução da potência e da quantidade de equipamentos dos parques eólicos de Portugal (Adaptado de APREN, 2017)

7.2.3 Energia Solar Fotovoltaica

Apesar de ser privilegiado, em questão da irradiação solar na Europa (figura 7.5), Portugal demorou a desenvolver esta tecnologia, começando a ter um crescimento mais efetivo depois de promulgado o DL 363/2007, determinante para a promoção da energia solar FV em Portugal, principalmente a microprodução.

Em 1997, a capacidade total instalada solar FV no país era cerca de 24 MW para uma geração de energia elétrica de 24 GWh. Dez anos depois, a capacidade instalada aumentou em quase 20 vezes, chegando a 476 MW, com uma geração de 822 GWh em 2017 (IRENA, 2018).

Atualmente, as principais centrais em funcionamento estão na parte continental de Portugal, e entre elas estão a Central de Amareleja (Distrito de Beja), com uma capacidade de 45,8 MW, e a central de Ferreira do Alentejo (Monte da Chaminé), com uma capacidade de 12,7 MW (e2p, 2018).

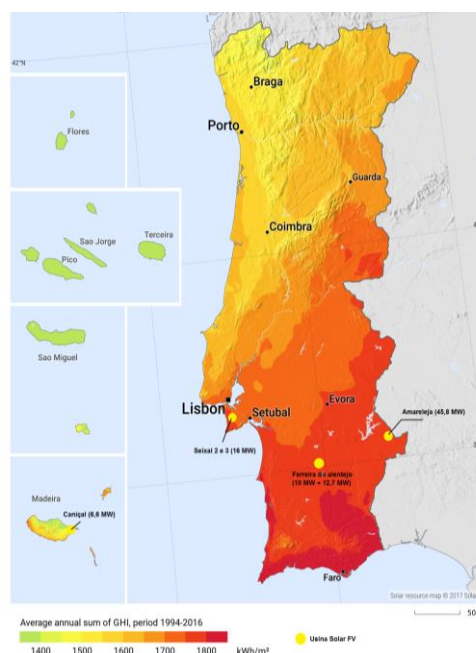


Figura 7.5- Média anual da irradiação solar em Portugal (Adaptado de SOLARGIS, 2018)

7.3 Os Principais Mecanismos de Incentivos das ER

7.3.1 Decretos-lei 339-C/2001 e 33-A/2005

No ano 2000, Portugal tinha chegado a uma capacidade instalada em energia eólica de 76 MW (Ferreira e Martins, 2008), enquanto que a solar FV tinha dificuldades em evoluir. Porém, o Decreto-lei 339-C/2001 realçou a importância do desenvolvimento através das tarifas remuneratórias aplicadas aos recursos endógenos. Também estipulou o pagamento de uma renda mínima aos municípios onde estariam instaladas as centrais de produção pelas empresas detentoras destas instalações.

A principal mudança neste DL é a inclusão do coeficiente Z no cálculo da tarifa para cada FER, que no caso da tecnologia eólica variou entre 0,4 e 1,70. Na Solar FV, ficou estabelecido o valor 12 para centrais inferiores ou iguais a 5 kW, e 6,5 para centrais acima de 5 kW. Para a hídrica, ficou estabelecido o coeficiente 1,20.

Em 2005, o Decreto-lei 33-A/2005 alterou os decretos anteriores, modificando os coeficientes aplicados nas diferentes tecnologias. Além de introduzir prazos e limites de remunerações. A fórmula do cálculo de remuneração das FER não foi modificada, mas o valor do fator Z foi modificado para 4,6 para um prazo de até 15 anos ou uma produção máxima de energia elétrica por parte da central produtora até 33 GWh.

7.3.2 Novos Mecanismos FiT para Promoção das FER

Em 2007, o governo definiu três grandes objetivos para as ER até 2010, entre os quais 45% do consumo bruto de energia elétrica de origem FER (EIA, 2009). Com isto, houve a introdução de novas FiT, como mecanismo de promoção das FER, através do Decreto-lei 363/2007, que beneficiou de forma direta a tecnologia eólica. Entre outras considerações, estabeleceu dois tipos de regimes, nomeadamente o geral e o bonificado.

Segundo o Decreto-lei 363/2007, o regime geral abrange todos os produtores que não estejam sob o regime bonificado, além de que a tarifa de venda da energia elétrica é igual ao custo da energia do tarifário aplicado pelo comercializador. Ou seja, o valor pago ao produtor é o mesmo que seria comprado da rede.

Ainda segundo o DL 363/2007, o regime bonificado estipulou valores tarifários, exclusivamente para as ER, onde estabelecia 650 €/MWh para os primeiros 10 MW instalados, garantidos por 5 anos, diminuindo este valor em 5% para cada 10 MW instalados a mais. A tarifa bonificada de referência para cada FER correspondia a uma percentagem conforme pode ser observada na tabela 7.1. Após os 15 anos estabelecidos no presente DL, as instalações dotadas do regime bonificado tornar-se-iam parte do regime geral.

Tabela 7.1- Referências adotadas segundo o DL 363/2007 (Adapatado de DL 363/2007)

FER	Solar FV	Eólica	Hídrica	Biomassa
Referência	100%	70%	30%	30%

Em 31 de dezembro de 2012, são anunciadas novas FiT. Abrangiam, principalmente, a energia solar FV, para micro e mini-produtores. Ao comparar-se as taxas de 2012 com as de 2013, verifica-se que estas últimas são reduzidas em 30%, conforme a tabela 7.2 (IEA, 2018).

Tabela 7.2 - FiT válida para a energia solar FV, a partir de 2012 em Portugal (IEA, 2018)

	FER	Primeiros 8 anos	Últimos 7 anos	Validade da FiT
Solar FV	< 3,68 kW	0,196 €/kWh	0,165 €/kWh	15 anos
	3,68 e 20 kW	0,151 €/kWh		

E em 2014, segundo o Despacho e Portaria da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) de 26 de dezembro de 2013, ficaram definidas novas tarifas FiT, conforme a tabela 7.3 (IEA, 2018).

Tabela 7.3 - FiT para FER segundo o Despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2013 (IEA, 2018)

	FER	Primeiros 7 anos	Últimos 8 anos	Cap	Validade FiT
Solar FV	3,68 e 20 kW	66 €/MW	145 €/MW	15,12 MW em 2014	15 anos
	< 3,68 kW	106 €/MW		30,25MW em 2014	
FER	3,68 e 20 kW	218 €/MW	115 €/MW	15,12 MW em 2014	
restantes	< 3,68 kW	159 €/MW		30,25MW em 2014	

É de notar que, depois desta série de incentivos tarifários, houve um aumento de quase 75% na capacidade instalada, no período 2012-2014, para energia solar FV, beneficiada também pelo sistema *net metering*, como pode ser analisada na figura 7.6 (IRENA, 2018). Entretanto, com a crescente implantação de novas centrais, o défice tarifário tendeu a crescer, acumulando um total de 4,6 mil milhões de euros no final de 2014 (EIA, 2016).

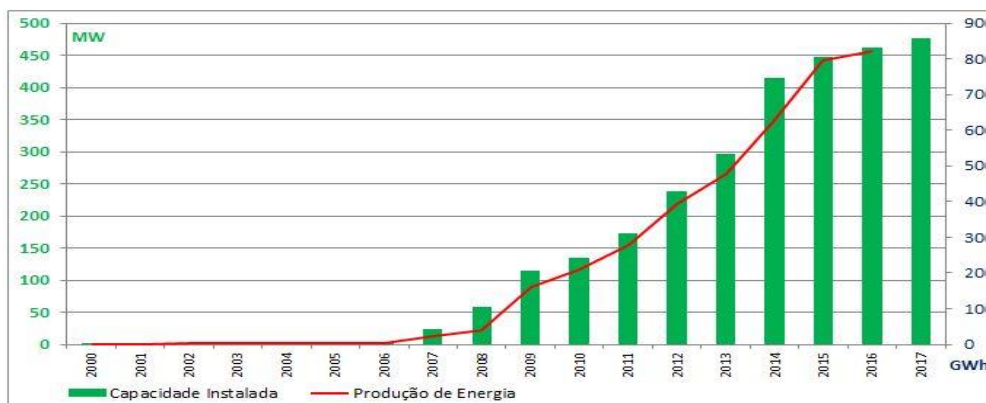


Figura 7.6 - Evolução da tecnologia solar FV em Portugal (Adaptado de IRENA, 2018)

7.3.3 Panorama Atual

Portugal tem como objetivo, objetivo alcançar em 2020 um consumo total bruto de energia elétrica proveniente de FER de 31%. Baseado nesta meta, o governo português tem criado programas que visam promover as ER e a eficiência energética.

O Programa Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) foi entregue no final do ano de 2010 e teve como objetivo a apresentação de uma série de medidas relativas à promoção das ER. Entre essas medidas, ficou instituído a duplicação da capacidade instalada das centrais eólicas até 2019, e um melhor aproveitamento dos recursos hídricos.

É de notar que o mecanismo de tarifas FiT já se encontra descontinuado e o programa atual que remete à promoção das ER é baseado no Decreto-lei nº 153/2014, que estabelece regimes jurídicos apenas para instalações de pequenos portes que cheguem a 250 kW. São denominadas de Unidade de Pequena Produção (UPP) e Unidade de Produção em Auto Consumo (UPAC) (EIA, 2018).

Apesar da falta de mecanismos específicos que estimulem o desenvolvimento de grandes projetos de ER, há interesse por parte das iniciativas privadas na instalação de novas centrais eletroprodutoras de FER em Portugal. Entre estas, o interesse em instalar parques solares FV, que poderão chegar a 229 MW, com um investimento potencial em mais de 500 M€, na sua grande maioria para serem instalados na região do Alentejo e Algarve (Eco, 2018). Também já se efetuou a equiparação (concluída em 2017) de dois grupos reversíveis, totalizando 4,5 MW na central geotérmica de Pico Alto (APREN, 2017).

As ER foram responsáveis por 55.36% do total da produção de eletricidade em Portugal continental, desde janeiro a agosto de 2018 (APREN, 2018). Contudo, se for analisada a produção de energia elétrica a partir de FER, num período de dois anos, como pode ser visto na figura 7.7, a componente hídrica e eólica variou bastante no decorrer dos meses, sendo colmatada pela

produção de fontes fósseis, o que leva a um distanciamento dos objetivos internos e externos a serem alcançados.

Desta forma, é importante criar mecanismos que estimulem o desenvolvimento das ER e que se estabeleça uma matriz diversificada na produção de energia elétrica (um *mix* energético), para que não ocorra a dependência de sazonalidades. E seja incentivado o desenvolvimento tecnológico das FER que ainda não atingiram a sua maturidade de produção, como é o caso das tecnologias *offshore*, nomeadamente as energias das ondas, marés e eólica *offshore*.

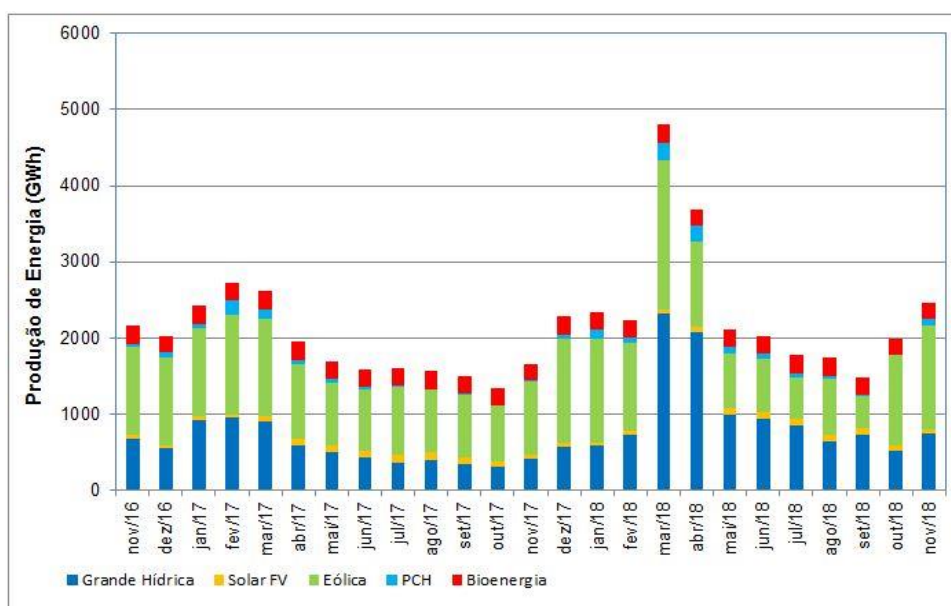


Figura 7.7 - Evolução na Produção de Energia Elétrica por FER em Portugal Continental de Novembro de 2016 a Novembro de 2018 (Adaptado de APREN, 2018)

7.4 Propostas de Mecanismos de Promoção das ER

As propostas que se seguem são baseadas na análise realizada aos diversos mecanismos utilizados pelos países anteriormente estudados, pressupondo aqueles que tiveram um maior alcance e que, na visão do autor, poderiam ser considerados como um caminho a seguir por Portugal. Para a explicação teórica foram tidos em consideração, ao longo deste trabalho, somente os dados de progresso de cada mecanismo nos respetivos países. É de notar que não será possível confirmar se a aplicação prática dos itens abordados a seguir, é de fato efetiva. Já que, além dos fatores económicos e sociais, tais medidas dependeriam também de conjunturas mais complexas a nível regional e/ou global, e também da atuação de vários atores sociais, nomeadamente os decisores políticos. É de salientar que os mecanismos devem ser orientados (quando adap-

tados de outros países) para a realidade no qual serão inseridos, considerando a economia, a política e a sociedade.

7.4.1 Continuidade do Esquema FiT em Conjunto com o *Net Metering*

Esta proposta vem ao encontro de atender dos objetivos estipulados nas políticas ambientais e de segurança energética portuguesa e nas decisões da União Europeia para a evolução continuada das FER. O mecanismo FiT foi escolhido por ser um mecanismo que apresenta uma excelente adaptabilidade local e temporal na promoção das ER, tendo alcançado seus objetivos em alguns países em que foi implementado, inclusive em Portugal. Porém, para ser implementado novamente, o governo deve adequar um mecanismo que considere a promoção, principalmente, do pequeno produtor e do autoconsumidor, utilizando para este último, em conjunto, o mecanismo *net metering*, em que constituiria a compra da energia em excesso deste pequeno produtor. A capacidade instalada e a quantidade de energia produzida a ser injetada na rede devem ser controladas por um sistema de controlo, que requer um estudo mais aprofundado da capacidade técnica da rede e da economia das contas públicas, principalmente com o cuidado de não aumentar o défice tarifário. Além de que seria desejável a implementação em conjunto com estes dois mecanismos da troca estimulada dos contadores de energia por *smart meters* para que no futuro pudesse existir uma boa gestão no consumo e na produção, tanto por parte do pequeno produtor quanto por parte do governo; além de se tornar mais fácil o estudo para a implementação de novos mecanismos de apoio ou o aperfeiçoamento do existente.

7.4.2 Fundo Verde

Deve ser considerada a ideia de se criar um Fundo Verde para a promoção das ER, principalmente como um mecanismo de apoio financeiro e um incentivo na participação da sociedade na promoção das ER. A exemplo de como foi efetuado na Holanda, esse Fundo consiste numa forma de investimento seguro, mas de baixo retorno para o investidor. Os Fundos Verdes devem ser geridos por instituições bancárias no financiamento de projetos de instalações FER de pequeno e médio porte (limitados conforme estudo técnico-económico da rede). Ao investidor poderia ser dada a opção de escolher o investimento neste Fundo em paralelo com a poupança, como forma de investir capital com baixo risco, porém baixo retorno. Para conseguir a aquisição de novos investidores, as instituições e o próprio governo deverão fomentar campanhas de marketing para promover este mecanismo, que exige a participação social das instituições financeiras e do próprio governo, atuando este último como regulador. É claro que o próprio governo poderia entrar como participante ativo neste Fundo. Como vantagem para o cliente de se investir neste tipo de Fundo, a exemplo do que ocorreu na Holanda, o governo poderia estudar a isenção total ou parcial do imposto sobre o rendimento, neste tipo de aplicação e conforme o volume do capital investido. As instituições devem ser credenciadas e de preferência públicas, para que se tenha um melhor controlo qualitativo do programa. As instituições creden-

ciadas poderão financiar projectos com juros mais baixos que os financiamentos convencionais, para as instalações com potências instaladas conforme estudo de viabilidade técnica das redes locais. Os financiamentos também podem ser direccionados para grandes projetos, como parques eólicos, além do aumento da eficiência e da potência instalada das centrais hídricas, porém com limites de financiamentos, conforme a capacidade económica do Fundo. Este tipo de mecanismo seria mais eficiente se empregado em conjunto com outros, como o certificado verde e/ou o CFD, como será visto a seguir. No entanto, deveria ser mais voltado para os pequenos produtores de solar FV e eólica.

7.4.3 Implementação do Sistema de CFD

A exemplo do que ocorre no Reino Unido, Portugal pode adaptar o mecanismo de contrato por diferença através de leilões, estipulando um preço de exercício para cada tipo de tecnologia FER. O sistema pode funcionar através do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em conjunto com a Espanha, mantendo sempre como foco principal promover as FER. O programa poderia ser direccionado para as centrais com capacidade acima de 10 MW, porém teriam de existir mecanismos que incentivassem as centrais de menor potência. Para a biomassa e a energia oceânica, poderiam ser criados leilões específicos, do tipo especial de *rounds* ou lotes. Contratos bilaterais e negociações por *over the counter* (OTC) poderiam e deveriam ser considerados para tornar o sistema mais competitivo. Os leilões deverão seguir um planeamento periódico (anual, bienal, etc.), previstos nos planos orçamentados e estabelecidos por períodos nos moldes com que são aplicados no Reino Unido.

7.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi possível rever a evolução das principais fontes de energias renováveis em Portugal, nomeadamente a hídrica, a solar FV e a eólica, observando os fatores históricos na evolução dessas fontes. Foram analisados os principais meios legais que criaram os mecanismos essenciais para a evolução das FER e consequentemente o aumento da produção da energia elétrica e a maior proximidade com a meta estabelecida pela diretiva 2009/28/CE para Portugal (figura 7.8).

O autor considerou três propostas que podem ser implementadas com o cuidado de adaptá-las à realidade lusitana. É óbvio que os pormenores jurídicos, políticos e económicos devem ser tidos em consideração, principalmente no que se refere a custos excedentes para o consumidor.

Durante alguns anos o mercado poderá fornecer eletricidade produzida através de FER sem necessitar de políticas, mecanismos, subsídios ou qualquer outro sistema de auxílio ou estímulo governamental. No entanto, dados os custos fixos altos e os custos marginais baixos da

maioria das FER, principalmente daquelas que ainda estão longe de atingir sua maturidade tecnológica, a existência de um mecanismo que garanta receitas para os investidores parece ser essencial.

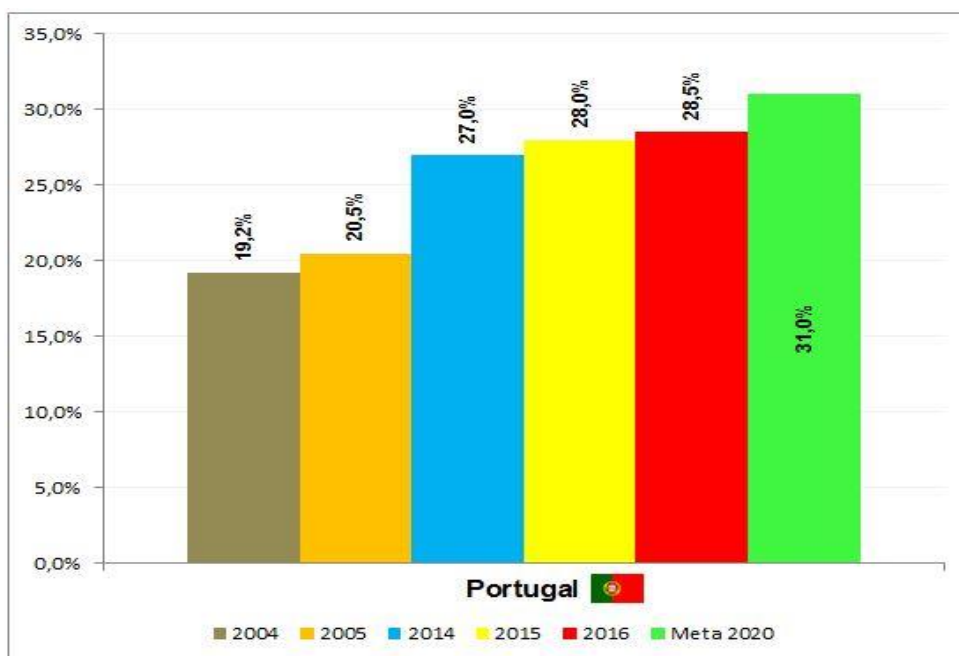


Figura 7.8 – Evolução das metas para FER em Portugal
(EUROSTAT, 2017)

De salientar, que o autor tenta provocar o pensamento crítico para que se mantenham os mecanismos que estimulam o desenvolvimento das FER, sempre com a intenção de diminuir a pegada do carbono e a dependência externa de eletricidade.

8 Conclusões

A energia elétrica é um bem essencial à sociedade contemporânea, pois é base do progresso e da economia de qualquer país. Tem a responsabilidade de dar o apoio a todos os setores de produção e é de extrema importância para atingir e garantir a qualidade de vida social e ambiental. No entanto, para ser produzida, é necessária a aquisição de energia primária, que na grande maioria dos casos é proveniente de fontes fósseis.

É com a preocupação ambiental, principalmente pela emissão de GEE, que medidas de combate à utilização frequente dos combustíveis fósseis foram implementadas através de políticas e mecanismos que promovem as Energias Renováveis, em detrimento das de origem fóssil. A diretiva 2009/28/CE aparece justamente como uma ferramenta jurídica, a nível europeu, para incentivar as Energias Renováveis.

Nota-se que há uma preocupação dos Estados Membros em desenvolver as Energias Renováveis, principalmente após serem acordadas as metas previstas pela diretiva 2009/28/CE para 2020, o que reflete a promoção e apoio das FER nos países analisados neste trabalho, conforme se observa na figura 8.1.

Dado o exposto, o objetivo central desta dissertação consistiu em analisar os diversos mecanismos empregados pelos países da UE em estudo. Para uma melhor análise da promoção das energias renováveis, a UE foi subdividida em blocos regionais, sempre procurando observar a evolução da utilização da energia elétrica a partir de FER no consumo final bruto de energia de cada país, conforme pode ser observado na figura 8.2. Os grupos de países foram classificados em Norte, Centro e Sul da Europa. Por último, foram analisados em separado os mecanismos utilizados em Portugal, para que a partir do estudo dos mecanismos utilizados nos outros países o autor pudesse chegar às possíveis conclusões de propostas a serem aplicadas em Portugal.

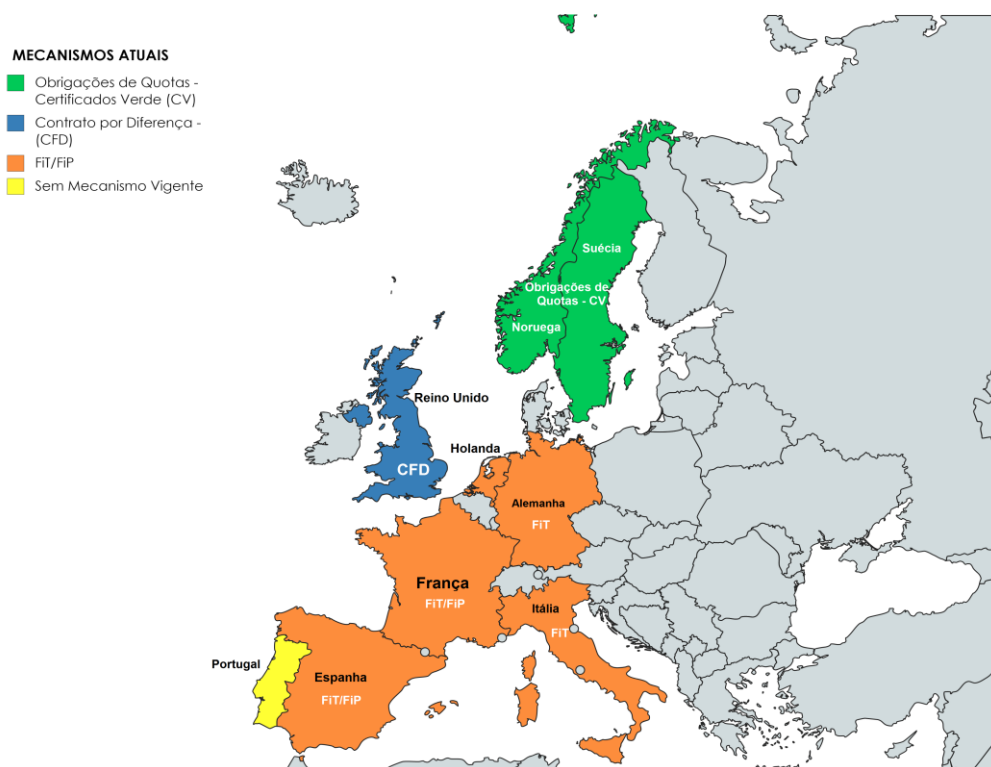


Figura 8.1 - Mecanismos atualmente utilizados como principal promotor de FER pelos países analisados (Adaptado de mapchart.net)

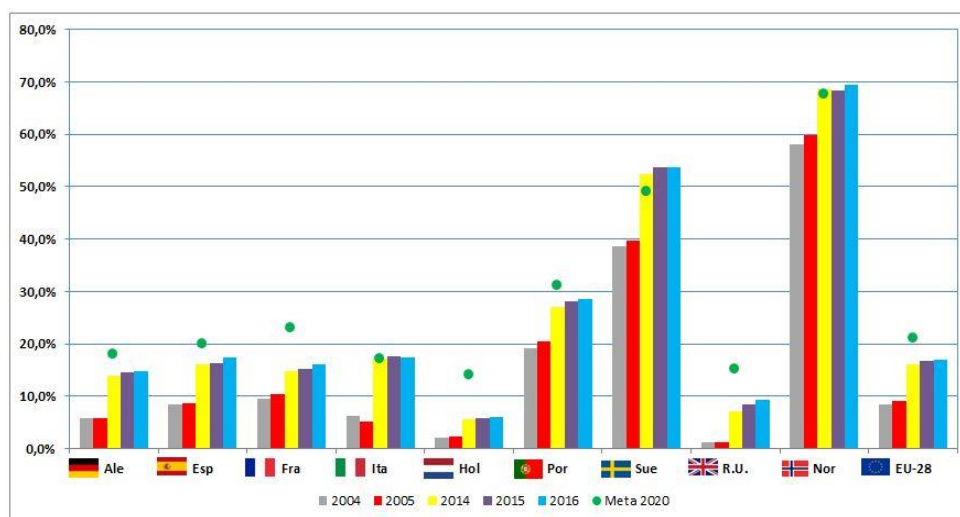


Figura 8.2 - Evolução das metas FER para os Países Analisados (EUROSTAT, 2017)

Assim, nos capítulos 4, 5 e 6 foram analisados os mecanismos de promoção às ER aplicados nos principais comércios de energia elétrica da União Europeia, considerando a evolução de cada país estudado. Destacam-se as tarifas *feed-in* (FiT) e (FiP) aplicados na Alemanha, Itália-

lia e França, com suas respectivas realidades económicas e especificidades; o CFD utilizados no Reino Unido, como um mecanismo inovador e ao mesmo tempo complexo na sua utilização; também há que destacar a utilização de mecanismos outrora utilizado por outros países, como os certificados verdes, atualmente sendo utilizado em conjunto com outros mecanismos na Noruega e Suécia; e por fim o Fundo Verde em funcionamento desde 1995 na Holanda, mas não como principal mecanismo de promoção.

Desta forma, foram propostas pelo autor três alternativas de mecanismo de promoção às ER, das quais, a continuidade das tarifas *feed-in* voltadas para pequenos produtores, porém com a inclusão do *net metering* como mecanismo de apoio e a adequação às realidades atuais do comércio português de energia; a implementação de um Fundo Verde adaptado para a realidade económica portuguesa, baseado essencialmente no mecanismo de Fundo Verde implementado na Holanda; e por fim a implementação de contratos por diferença estipulados nos moldes do sistema britânico, utilizando como plataforma de negociação o Mercado Ibérico de Eletricidade, porém voltado especificamente para as FER, em que as centrais de grande capacidade fossem o objetivo principal.

Finalmente, pode-se concluir que ainda existe a necessidade dos países manterem mecanismos que promovam e estimulem a produção de energia elétrica através de FER, pois os altos custos fixos (como a manutenção das centrais, por exemplo) e o baixo retorno sobre o investimento (inovação tecnológica e qualificação de pessoal, em detrimento do valor de venda do MWh da energia elétrica produzida, por exemplo), não motivam o produtor a investir em FER. Com a manutenção dos mecanismos, os países podem mais facilmente alcançar os objetivos previstos na diretiva 2009/28/CE, diminuir a dependência externa de energia elétrica e a pegada do carbono.

9 Bibliografia

- Actu Environment.. *Actu Environment Energie*. Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.actu-environnement.com/energie/>
- ADENE. (10 de Setembro de 2018). *Operador Logístico de Mudança de Comercializador*. Fonte: ADENE: <https://www.adene.pt/olmc/>
- ADENE. *Portugal Energia*. Acesso em 10 de Setembro de 2018, disponível em ADENE: <https://www.adene.pt/energia/>
- Água Quente Solar. (Dezembro de 2001). *Eficiência Energética e Energias Endógenas*. Acesso em 01 de Setembro de 2018, disponível em https://www.aguaquentesolar.com/publicacoes/14/Programa_E4.pdf
- APA. *Alterações Climáticas*. Acesso em 17 de Setembro de 2018, disponível em APA - Agência Portuguesa do Ambiente: <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81>
- APDR. *Publicações*. Acesso em 11 de Setembro de 2018, disponível em Associação Portuguesa para o Desenvolvimento Regional: <http://www.apdr.pt>
- APE. *Notícia*. Acesso em 11 de Setembro de 2018, disponível em Associação Portuguesa da Energia: <http://www.apenergia.pt/category/1/1/notcias>
- APREN.. *Energias Renováveis*. (Associação de Energias Renováveis) Acesso em 13 de Setembro de 2018, disponível em Associação de Energias Renováveis: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques>

- APREN. (02 de Janeiro de 2018). *Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental*. Fonte: Associação de Energias Renováveis: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>
- APREN. (02 de Janeiro de 2019). *Evolução da Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal Continental*. Fonte: Associação das Energias Renováveis de Portugal: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- ARERA. (03 de Setembro de 2018). *ARERA*. Fonte: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente: <https://www.arera.it/it/statatti.htm>
- ARERA. *Elettricità*. Acesso em 03 de Setembro de 2018, disponível em Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente: https://www.arera.it/it/operatori/operatori_ele.htm
- Bausch, C., & Mehling, M. (2013). *Strengthening Renewable Energy Expansion with Feed-in Tariffs: The German Exemple*. Jordan: Friedrich Ebert Stiftung.
- Blanco, P. B. (Novembro de 2005). *Revistas ICE - Información Comercial Espanola*. Acesso em 29 de Agosto de 2018, disponível em http://www.revistasice.info/cache/pdf/ICE_826_259-284__96E7D1D633929C644F9573E9147946EC.pdf
- bmu. *Energie*. (bmu) Acesso em 17 de Agosto de 2018, disponível em Bundesministerium fur Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/>
- bmu. (17 de Agosto de 2018). *Energy Efficiency*. Fonte: Bundesministerium fur Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit: <https://www.bmu.de/en/topics/climate-energy/energy-efficiency/>
- bmwi. (12 de Dezembro de 2018). *EEG surcharge falls for second time in succession*. Fonte: Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2018/20181015-eeg-surcharge-falls-for-second-time-in-succession.html>
- bmwi.. *Minister Zypries: "Energy research is a strategic element of the energy transition"*. (Bundesministerium fur Wirtschaft und Energie) Acesso em 15 de Agosto de 2018, disponível em Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2017/20170312-energieforschung-ist-strategisches-element-der-energiewende.html>

- Braga da Cruz, L. (2008). A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português). *Europa Novas Fronteiras*(22), 83-89.
- Bundesanzeiger. *Bundesanzeiger Verlag*. Acesso em 16 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.bgbl.de/>
- Bundesnetzagentur. *20 Jahre Verantwortung fur Netz*. (Bundesnetzagentur) Acesso em 17 de Agosto de 2018, disponível em Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/20jahrejubilaum/20jahre-node.html>
- Cammi, C., & Assanelli, M. (2012). *An Overview of Italy's Energy Mix*. Paris: IFRI.
- Cattini, A., Del Zotto, L., D'Orazio, M. G., & Franco, R. (2009). *Le Fonti Rinnnovabili in Italia*. Roma: Graphisoft.
- CBS. *Open data*. Acesso em 25 de Agosoto de 2018, disponível em CBS-Statistics Netherlands: <https://www.cbs.nl/en-gb/our-services/open-data>
- CDE. *CDE Connaissance des Energies*. Acesso em 24 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.connaissancedesenergies.org/un-ete-2018-plein-denergie-180731>
- CertiQ. *Energy Source*. (CertiQ - certificeert duurzame energie) Acesso em 26 de Agosto de 2018, disponível em CertiQ: <http://www.certiql.nl/en/energy-source/electricity/>
- CMC Markets. *CFD Trading*. (CMC Markets) Acesso em 06 de Julho de 2018, disponível em CMC Markets: <https://www.cmcmarkets.com/en/cfds>
- Corless, V., Havlikova, D., Laird, B., Lundberg, H., & Rygnestad, L. (2012). *Renewable Energy Policies in Europe*. Oslo: Bellona.
- Couture, T., & Gagnon, Y. (23 de Outubro de 2009). An analyses of feed-in tariff remuneration models: implications of renewable energy investment. *Energy Polyce*, p. 11.
- DGEG. *Direção Geral de Energia e Geologia*. Acesso em 16 de Setembro de 2018, disponível em <http://www.dgeg.gov.pt>
- Doorman, G., I. Wangenstein, & S. Grande, O. (Junho de 2003). *Experience with the Nord Pool design and implementation*. Acesso em 24 de Julho de 2018, disponível em <https://www.researchgate.net/publication/3266814>

DRE - Diário da República Eletrónico. Acesso em 01 de Setembro de 2018, disponível em <https://dre.pt/>

e2p. *Energias Endógenas de Portugal*. Acesso em 11 de Setembro de 2018, disponível em <http://e2p.inegi.up.pt/#Tec2>

e2p Energias Endógenas de Portugal. (2018). *Parques Eólicos em Portugal*. Lisboa: e2p.

ECN - Nationale Energieverkenning. *Energy Research Center of the Netherlands*. Acesso em 25 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.ecn.nl/>

ECN. (29 de Agosto de 2018). *Publications*. Fonte: ECN - Energy research Centre of the Netherlands: <https://www.ecn.nl/publications-home/>

ECN. (29 de Agosto de 2018). *Solar Energy*. Fonte: ECN - Energy research Centre of the Netherlands: <https://www.ecn.nl/expertise/solar-energy/>

ECO. *Luz verde para mais seis centrais fotovoltaicas no Algarve e Alentejo*. Acesso em 14 de Setembro de 2018, disponível em Economia Online: <https://eco.pt/2018/01/11/luz-verde-para-mais-seis-centrais-fotovoltaicas-no-algarve-e-alentejo/>

Ecofys. *Energy Policies*. Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.ecofys.com/en/expertise/energy-policies/>

EDF Électricité de France. *EDF*. Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.edf.fr/en/meta-home>

EEM. *A nossa história*. Acesso em 11 de Setembro de 2018, disponível em Empresa de Eletricidade da Madeira: <http://www.eem.pt/pt/conteudo/eem/quem-somos/a-nossa-história/>

EEM. *Sistema Elétrico*. Fonte: Eletricidade da Madeira: <http://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-elétrico/>

électricité, R. -L. (2018). *Panorama de L'électricité Renouvelable en 2017*. Paris: RTE.

EMR. *EMR Settlement Limited*. Acesso em 08 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.emrsettlement.co.uk/about-emr/contracts-for-difference/>

EMR Settlement Limited. (08 de Agosto de 2018). *STAKEHOLDER SUPPORT*. Fonte: EMR Settlement Limited: <https://www.emrsettlement.co.uk/stakeholder-support/>

ENEA. *Italia - Meccanismi di incentivazione*. Acesso em 03 de Setembro de 2018, disponível em Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'energia e lo

sviluppo economico sostenibile: <http://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/fonti-rinnovabili-scenari-e-politiche/italia-meccanismi-di-incentivazione>

Enedis - L'electricité en Réseau. Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.enedis.fr>

Energie Wende. *Informationsportal Erneuerbare Energien*. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) Acesso em 17 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.erneuerbare-energien.de/>

Energy Transition. *Energy Transition The Global Energiwend*. Acesso em 16 de Agosto de 2018, disponível em <https://energytransition.org>

Energymyndigheten. (27 de Abril de 2018). *The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market*. Fonte: Energymyndigheten: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=5676>

Enova. (2014). *Annual report 2013*. Oslo: Enova SF.

Enova. (2018). *Annual Report 2017*. Oslo: Enova SF.

Entso-E Consultation Hub. Acesso em 29 de Agosto de 2018, disponível em <https://consultations.entsoe.eu/>

ESMA. *European Security and Markets Authority*. Acesso em 20 de Fevereiro de 2018, disponível em <https://www.esma.europa.eu/search/site/cfd?page=1>

ESMAP. (2018). *Energy Sector Management Assistance Program*. (World Bank Group) Acesso em 09 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.esmap.org/>

EURACTIV. *EURACTIV*. (EURACTIV.COM Ltda) Acesso em 09 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.euractiv.com/>

European Commission. *EU SCIENCE HUB*. (European Commission) Acesso em 09 de Agosto de 2018, disponível em <https://ec.europa.eu/jrc/en/research-topic/renewable-energy>

European Commission. (Junho de 2018). *Set of the existing regulations and legislative framework related to RES implementation*. Acesso em 01 de Setembro de 2018, disponível em https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/stories_legislative_framework.pdf

European Commission. *Energy*. (EC) Acesso em 30 de Agosto de 2018, disponível em <https://ec.europa.eu/energy/>

- European Comission. *EUROSTAT statistic Explained*. (European Comission) Acesso em 14 de Agosto de 2018, disponível em https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/pt
- European Comission. *Legal Source Renewable Energy*. (Res-Legal) Acesso em 23 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.res-legal.eu/>
- EUROSTAT. *Estatísticas das Energias Renováveis*. Fonte: EUROSTAT - Statistics Explained: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/pt
- EUROSTAT. *Share of renewable energy in gross final energy consumption*. Fonte: EUROSTAT: https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1
- Federal Ministry for the Enviroment. *Nature Conservation and Nuclear*. Acesso em 15 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.bmu.de/>
- Ferreira, J. R., & Martins, F. R. (2008). *APDR Associação Portuguesa de Desenvolvimento Regional*. Acesso em 11 de Setembro de 2018, disponível em <http://www.apdr.pt/congresso/2009/pdf/Sessão%205/268A.pdf>
- Finansdepartementet. *Skatteverket*. (Finansdepartementet) Acesso em 09 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.skatteverket.se>
- Federal Erneuerbar. *Agentur Fur Erneuerbare Energien*. (Federal Erneuerbar) Acesso em 17 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.foederal-erneuerbar.de/>
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*. Acesso em 15 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.ise.fraunhofer.de/en/information-material.html>
- Gerhardt, C. Germany's Renewable Energy Shift: Adressing Climate Change. *Capitalism Nature Socialism*, (2016) pp. 103-119.
- Gestori Mercati Energetici. *Certificados Verdes*. Acesso em 03 de Setembro de 2018, disponível em <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/CV/StatCV.aspx> GME:
- Gestori Servizi Energetia. *MONITORAGGIO NAZIONALE*. Acesso em 03 de Setembro de 2018, disponível em GSE: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/monitoraggio-fer/monitoraggio-nazionale/settore-elettrico>

- Global Wind Atlas. *Global Wind Atlas*. Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://globalwindatlas.info>
- Government of UK. *GOV.UK*. Acesso em 08 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes>
- Government Offices of Sweden. *Government Offices of Sweden*. Acesso em 09 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.government.se/>
- Green Deal. Acesso em 26 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.greendeals.nl/green-deals>
- GSE. (2017). *Rapporto delle Attività 2017*. Roma: GSE.
- GSE. (2017). *Rapporto Statistico - Energia da Fonti Rinnovabili in Italia*. GSE: Roma.
- Hirth, L. (2017). What Caused the Drop in European Electricity Prices? A Factor Decomposition Analyses. *The Energy Journal*, Vol. 139, pp. 159.
- IDAE. (Ministerio para la Transición Ecologica) Acesso em 30 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.idae.es/>
- IEA - International Energy Agency. (2012). *Energy Policies of IEA Countries - The United Kingdom*. Paris: International Energy Agency.
- IEA - International Energy Agency. (2013). *Energies Policies of IEA Countries - Germany*. Paris: OECD/IEA.
- IEA - International Energy Agency. (2014). *Energy Policies of the IEA Countries - The Netherlands*. Paris: OECD/IEA.
- IEA - International Energy Agency. (2016). *Energy Policies of IEA Countries - Italy*. Paris: OECD/IEA.
- IEA - International Energy Agency. (2017). *Energy Policies of IEA Countries, Norway*. Paris: OECD/IEA.
- IEA - International Energy Agency. (2017). *Energy Policy of IEA Countries - France*. Paris: OECD/IEA.
- IEA - International Energy Policies. (2015). *Energy Policies of IEA Countries - Spain*. Paris: OECD/IEA.
- IEA. (26 de Julho de 2018). *Member Countries*. Fonte: IEA: <http://www.iea.org/countries/membercountries/sweden/policiesandmeasuresdata/bases/>

- IEA. (15 de Dezembro de 2018). *Statistics*. Fonte: IEA: <https://www.iea.org/statistics/?country=UK&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=RenewGenBySource&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=RENEWABLES&showDataTable=false>
- IEA. (27 de Julho de 2018). *Statistics - Global Energy Data at your fingertips*. Fonte: IEA: <http://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2015&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=false>
- IEA. (27 de Julho de 2018). *Statistics - Sweden*. Fonte: IEA: <http://www.iea.org/countries/membercountries/sweden/statistics/>
- IMF. *IMF*. (International Monetary Fund) Acesso em 15 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.imf.org/external/index.htm>
- INERIS. *La Réglementation de la Prévention des risques et de l'environnement*. (Ministère de la Transition écologique et solidaire) Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em https://aida.ineris.fr/consultation_document/7959
- International Atomic Energy Agency. *IAEA*. (International Atomic Energy Agency) Acesso em 15 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.iaea.org/topics/energy>
- International Energy Agency. *IEA Wind*. (IEA) Acesso em 13 de Agosto de 2018, disponível em <https://community.ieawind.org/>
- IPCC. (2014). *IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change*. Acesso em 15 de Setembro de 2018, disponível em https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_chapter10.pdf
- IRENA. (International Renewable Energy Agency) Acesso em 08 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.irena.org/>
- IRENA. (2011). *30 Years of Policies for Wind Energy*. Abu Dhabi: IRENA Publications.
- IRENA. (20 de Dezembro de 2018). *Renewable Power Capacity and Generation*. Fonte: IRENA - International Renewable Energy Agency: <http://resourceirena.irena.org/gateway/countrySearch/?countryCode=SWE>
- IRENA. *Wind Energy*. (IRENA) Acesso em 23 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.irena.org/wind>

- Julien, F., & Lamla, M. (Junho de 2011). Competitiveness of Renewable Energies Comparison of Major European Countries. *European University Viadrina Frankfurt*, pp. 33.
- Kerebel, C., Stoerring, D., & Horl, S. (2017). Energias Renováveis. Comissão Europeia.
- Langnib, O., Diekmann, J., & Lehr, U. (October de 2008). Advanced Mechanism for the Promotion of Renewable Energy - Models for the Future Evolution of the Germany Renewable Energy Act. *DIW*, pp. 28.
- Legifrance Le Service Public de la Diffusion du Droit*. Acesso em 23 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.legifrance.gouv.fr/>
- LNEG. (16 de Setembro de 2018). *Recursos Endógenos*. Fonte: LNEG- Laboratório Nacional de Energia e Geologia: <http://www.lneg.pt/iedt/areas/6/>
- LNEG. *Sistema de Produção de Energia*. (Laboratório Nacional de Energia e Geologia) Acesso em 16 de Setembro de 2018, disponível em LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia: <http://www.lneg.pt/iedt/areas/1/>
- Lopes, F., & Coelho, H. (2018). *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation and Emerging Designs*. Springer, Cham.
- Low Carbon Contracts Company*. (Low Carbon Contracts Company Ltd) Acesso em 07 de Agosto de 2018, disponível em <https://lowcarboncontracts.uk/capacity-market-levies-suppliers-0>
- Madureira, C., & Baptista, V. (2002). *Hidroeletricidade em Portugal - memória e passado*. Lisboa: Plinfo Informação, Lda.
- Menanteau, P., Finon, D., & Lamy, M.-L. (2003). Prices Versus Quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Elsevier*, Vol. 31, pp. 799-811.
- MIBEL. *Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL*. (MIBEL) Acesso em 09 de Julho de 2018, disponível em <http://www.mibel.com/>
- Miljö- och energidepartementet. *Naturvardsverket*. (Miljö- och energidepartementet) Acesso em 09 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.naturvardsverket.se>
- Ministère de la Transition écologique et solidaire. *Ministère de l'Écologie*. Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr>

- Ministerio de la Industria, Comercio y Turismo. Acesso em 30 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.mincotur.gob.es/>
- Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes e Igualdad. *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Acesso em 31 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-1117>
- Ministerio para la Transición Ecológica. *Energía Eléctrica*. (Secretaria de Estado de Energía) Acesso em 01 de Setembro de 2018, disponível em <http://www.mincotur.gob.es/energia/>
- Ministero Sviluppo Economico. *Energia*. Acesso em 04 de Setembro de 2018, disponível em Ministero Sviluppo Economico: <https://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia>
- Ministry of Petroleum and Energy. *Government.no*. (Regjeringen) Acesso em 13 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.regjeringen.no/en/dep/oed/id750/>
- Ministry Of Finance. *Government.no*. (Regjeringen) Acesso em 13 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.regjeringen.no/en/dep/fin/id216/>
- Nationaal Groenfonds. Acesso em 25 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.nationaalgroenfonds.nl>
- National Grid. (07 de Agosto de 2018). *Electricity Transmission*. Fonte: National Grid: <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity/capacity-emr-and-cmn>
- National Grid. *National Grid*. Acesso em 07 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity/capacity-emr-and-cmn>
- Netherlands Enterprise Agency. Acesso em 27 de Agosto de 2018, disponível em <https://english.rvo.nl/topics>
- Netztransparenz. *Netztransparenz.De Informationsplattform de Deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. (Netztransparenz) Acesso em 17 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.netztransparenz.de/>
- NextVille. *Tariffa onnicomprensiva*. Acesso em 04 de Setembro de 2018, disponível em Energie Ronnovabili ed Eficienza Energetica: http://www.nextville.it/Archivio_Incentivi_e_bandi/512/Archivio_Tariffa_onnicomprensiva
- Nkomo, F. (Abril de 2018). WWEA Policy Paper Series - *Germany*. Bonn: WWEA, pp. 58.

Nord Pool. (29 de Junho de 2018). *History*. Fonte: Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>

Nord Pool. *Trading*. (Nord Pool) Acesso em 29 de Junho de 2018, disponível em Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/>

Notre Europe Institut Jacques Delors. Acesso em 28 de Agosto de Agosto, disponível em <https://institutdelors.eu>

OECD. *OECD - United Kingdom*. Acesso em 07 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.oecd.org/unitedkingdom/>

OFGEM. (Office of Gas and Electricity Markets) Acesso em 08 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.ofgem.gov.uk/>

OMIE. *OMIE*. (Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade) Acesso em 13 de Setembro de 2018, disponível em <http://www.datosdelmercado.omie.es/>

Planete Energies. (Total Solar Expert) Acesso em 22 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.planete-energies.com/>

Portal das Energias Renováveis. (10 de Setembro de 2018). *Energias Renováveis*. Fonte: Portal das ENergias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/category/energias/>

Portal das Energias Renováveis. *NOTICIAS ENERGIA EÓLICA*. Acesso em 10 de Setembro de 2018, disponível em Portal das Energias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/category/eolica/noticias-energia-eolica/>

Poullikkas, A., Kourtis, G., & Hadjipaschalis, I. (2013). A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY AND ENVIRONMENT*, pp. 975-1002.

REA. *Portal do Estado do Ambiente Portugal*. Acesso em 11 de Setembro de 2018, disponível em <https://rea.apambiente.pt/>

REN 21. (2017). *Renewables 2017 - Global Status Report*. Paris: REN 21.

Renewable Energies Agency. *Renewable Energies Agency*. Acesso em 16 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.unendlich-viel-energie.de/english>

Renewable Energy World. *Renewable Energy World*. (Renewable Energy World.com) Acesso em 13 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.renewableenergyworld.com/>

Renewable UK. *RenewableUK*. Acesso em 07 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.renewableuk.com/search/all.asp?bst=ERM>

- Revista ICE. (Ministerio de Industria Comercio y Turismo) Acesso em 29 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.revistasice.info/>
- Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Acesso em 25 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.rvo.nl/>
- Romana Ambiente. *Romana Ambiente Srl – Servizi integrati per l’ambiente*. Acesso em 04 de Setembro de 2018, disponível em <http://www.romanambiente.it/>
- RTE. *RTE & VOUS*. Acesso em 23 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.rte-france.com/en/accueil>
- Ruska, M., & Kiviluoma, J. (2011). *Renewable Electricity in Europe - current state, drivers, and scenarios for 2020*. Helsinki: VTT.
- S. Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of PowerSystem Economics*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
- Saraiva, J., da Silva, J. L., & P. de Leão, M. (2002). *Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarifas de Uso das Redes*. Porto: FEUP.
- Schaeffer, G., Boots, M., Martens, J., & Voogt, M. (Março de 1999). *ECN - Energy Research Center of the Netherlands*. Acesso em 01 de Março de 2018, disponível em <https://www.ecn.nl/docs/library/report/1999/i99004.pdf>
- Scharin, H., & Wallstrom, J. (2018). *The Swedish CO2 Tax - an overview*. Estocolmo: Anthesis Enveco.
- SOLARGIS. *SOLARGIS - FRANCE*. Acesso em 24 de Agosto de 2018, disponível em SOLARGIS: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/france>
- SOLARGIS. (10 de Setembro de 2018). *Solargis Portugal Map*. Fonte: SOLARGIS: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/portugal/>
- Statista. *The Statistic Portal*. Acesso em 08 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.statista.com/>
- Statistisk sentralbyrå. *Statistic Norway*. (Regjeringen) Acesso em 10 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.ssb.no/en>
- Statistisk sentralbyrå. (27 de Dezembro de 2018). *Growth in total investments in 2018 due to wind farm development*. Fonte: Statistisk sentralbyrå - Statistics Norway: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/growth-in-total-investments-in-2018-due-to-wind-farm-development>
- Swedish Energy Agency. (27 de Abril de 2018). *The Electricity Certificate System*.
 Fonte: Swedish Energy Agency:

<http://www.energimyndigheten.se/en/Sustainability/The-electricity-certificate-system/>

Swedish Energy Agency. *Energimyndigheten*. (Swedish Energy Agency) Acesso em 10 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/>

The Global Economy.com. *Norway: The carbon dioxide emissions*. Fonte: The Global Economy.com: https://www.theglobaleconomy.com/Norway/Carbon_dioxide_emissions/

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate. *NVE*. (Norges vassdrags- og energidirektorat) Acesso em 10 de Agosto de 2018, disponível em <https://www.nve.no/>

Timera Energy. *Timera Energy*. Acesso em 08 de Agosto de 2018, disponível em <https://timera-energy.com/new-uk-capacity-market-information-its-impact/>

Wind Power Monthly. *Wind Power Monthly*. (Wind Power Monthly) Acesso em 29 de Junho de 2018, disponível em <https://www.windpoweroffshore.com>

Wise World Information Service on Energy. *FAQ's Garanties van Oorsprong*. Acesso em 26 de Agosto de 2018, disponível em <https://wisenederland.nl/groenestroom/faqs-garanties-van-oorsprong-gvos>

Woodland for Life. *Realising the benefits of trees and woodland*. Acesso em 25 de Agosto de 2018, disponível em <http://www.woodlandforlife.net/need.htm>

Zhao, J., Lo, K. L., & Lu, J. (2016). Various Worldwide Types of Deregulated Electricity Markets and Their Respective Transmission Congestion Management Schemes. *51st International Universities Power Engineering Conference*. Coimbra.